Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Enea w I półroczu 2017 r.

Poznań, data zatwierdzenia: 5 września 2017 r.

Data publikacji: 7 września 2017 r.

1. Podsumowanie operacyjne

ZASOBY

5,2 GW zainstalowanej mocy elektrycznej

227 mln ton potencjału 3 pól wydobywczych

121,3 tys. km linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami

15,7 tys. Pracowników

2,5 mln Klientów

FINANSE IH 2017

5.567 mln zł przychodów ze sprzedaży netto

1.358 mln zł EBITDA

624 mln zł zysku netto

2.445 mln zł CAPEX

CELE DO 2025

10,9 mln ton zapotrzebowania własnego na węgiel kamienny

5,8–6,3 GW zainstalowanej konwencjonalnej mocy elektrycznej

20,1 TWh sprzedaży energii elektrycznej

144 min/1,69 SAIDI/SAIFI

26,4 mld zł podstawowego budżetu inwestycyjnego

1. Podsumowanie operacyjne 2-11
- Wybrane dane finansowe 5
- Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki 6
- Komentarz Zarządu 7-8
- Najważniejsze wydarzenia w IQ 2017 9-11

2. Organizacja i działalność Grupy Enea 12-48
- Struktura Grupy 13-16
- Obszary działalności 17-23
- Strategia korporacyjna 24-27
- Perspektywy rozwoju w 2017 r. 28
- Realizowane działania i inwestycje 29-32
- Zawarte umowy 33-34
- Otoczenie rynkowe i regulacyjne 35-45
- Zarządzanie ryzykiem 46-48

3. Sytuacja finansowa 49-64

4. Akcje i akcjonariat 65-66

5. Władze 67-70

6. Inne informacje 71-78

Załączniki 79-88

Słowniczek pojęć 89-91

Szczegółowy indeks zagadnień zawartych
w niniejszym dokumencie znajduje się na str. 92

W I półroczu 2017 r. Grupa Kapitałowa Enea wypracowała:

- **5.567 mln zł** przychodów ze sprzedaży netto
- **1.358 mln zł** EBITDA - wzrost o 12,6% r/r
- **624 mln zł** zysku netto - wzrost o 32,4% r/r

W analizowanym okresie najwyższa EBITDA, 517 mln zł, zrealizowana została w obszarze Dystrybucji. Najwyższy przyrost EBITDA, wynoszący 96 mln zł (wzrost o 28,9% r/r), wypracowany został w obszarze Wytwarzania, który I półrocze 2017 r. zamknął wynikiem EBITDA wynoszącym 427 mln zł. Podstawowym czynnikiem zmiany EBITDA w tym obszarze był wzrost mocy wytwórczych wynikający z przejęcia Enei Elektrowni Połaniec. Wynik EBITDA obszaru Obrotu, po wzroście o 54 mln zł (107,8% r/r), ukształtował się na poziomie 105 mln zł, natomiast obszar Wydobycia odnotował w tym okresie 321 mln zł EBITDA.

+	−
• Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej • Wzrost wolumenu sprzedaży energii cieplnej • Spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu • Wzrost sprzedaży usług dystrybucyjnych	• Spadek wolumenu sprzedaży gazu ziemnego • Wzrost kosztów usług przesyłowych • Wzrost kosztów stałych w obszarze OZE

W samym II kwartale 2017 r. Grupa wygenerowała:

- **2.857 mln zł** przychodów ze sprzedaży netto - wzrost o 7,3% r/r
- **692 mln zł** EBITDA - wzrost o 28,6% r/r
- **303 mln zł** zysku netto - wzrost o 67,4% r/r

W I półroczu 2017 r. GK Enea wydała na inwestycje 2.445 mln zł, z czego 1.608 mln zł pochłonęły inwestycje kapitałowe, 329 mln zł inwestycje w obszarze Wytwarzania, 344 mln zł w obszarze Dystrybucji, a 139 mln zł w obszarze Wydobycia.

Wskaźnik dług netto / EBITDA na koniec czerwca 2017 r. znajdował się na bezpiecznym poziomie 2,1.

W okresie styczeń-czerwiec 2017 r. produkcja węgla handlowego osiągnęła poziom 4,6 mln ton. Na podobnym poziomie utrzymywała się również sprzedaż w tym okresie, co oznacza, że wzrosła o 6,5% r/r.

Grupa wytworzyła 9.337 GWh energii elektrycznej (wzrost o 37,2% r/r), z czego 8.484 GWh (wzrost o 29,9% r/r) pochodziło ze źródeł konwencjonalnych.

Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 9.654 GWh, czyli zwiększyła się o 3,5% w stosunku do analogicznego okresu ub. r.

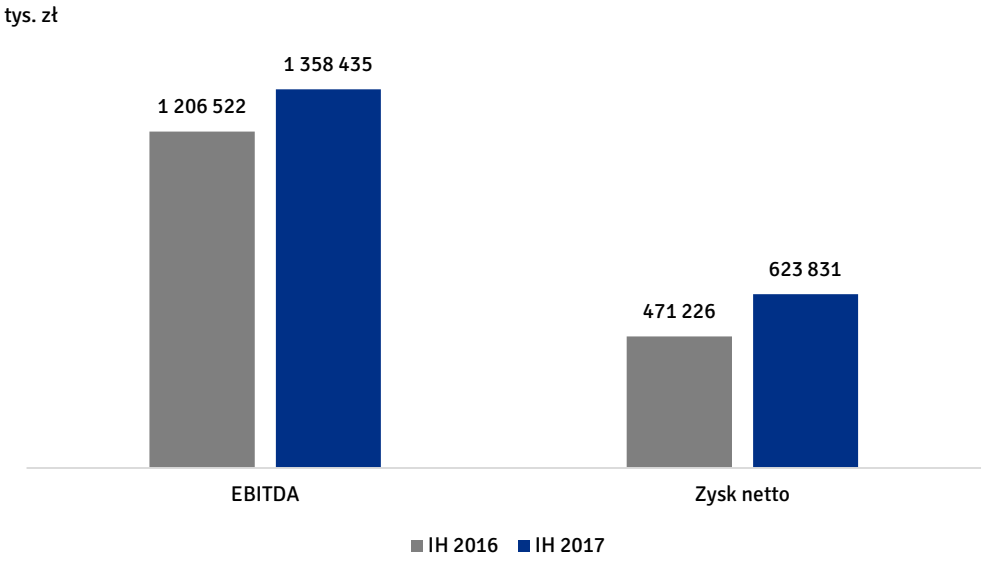
W okresie pierwszych 6 miesięcy br. Enea SA zwiększyła wolumen sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym o 8,2% r/r.

SKONSOLIDOWANE WYBRANE DANE FINANSOWE

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	5 599 432	5 566 774	-32 658	-0,6%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	610 571	781 621	171 050	28,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	587 833	768 655	180 822	30,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	471 226	623 831	152 605	32,4%
EBITDA	**1 206 522**	**1 358 435**	**151 913**	**12,6%**
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	1 162 073	1 354 737	192 664	16,6%
działalności inwestycyjnej	-1 392 491	-2 235 821	-843 330	-60,6%
działalności finansowej	511 574	127 312	-384 262	-75,1%
Stan środków pieniężnych	2 103 250	1 586 445	-516 805	-24,6%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	442 789	581 162	138 373	31,3%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	1,00	1,32	0,32	32,0%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	1,00	1,32	0,32	32,0%

[tys. zł]	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 662 681	2 857 084	194 403	7,3%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	221 934	399 042	177 108	79,8%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	220 868	365 850	144 982	65,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	180 821	302 641	121 820	67,4%
EBITDA	**538 177**	**692 009**	**153 832**	**28,6%**
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	169 848	285 932	116 084	68,3%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk netto na akcję [zł]	0,38	0,65	0,27	71,1%
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	0,38	0,65	0,27	71,1%

[tys. zł]	31 grudnia 2016	30 czerwca 2017	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	24 536 519	25 235 293	698 774	2,8%
Zobowiązania razem	11 524 790	11 763 130	238 340	2,1%
Zobowiązania długoterminowe	8 606 757	8 991 149	384 392	4,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	2 918 033	2 771 981	-146 052	-5,0%
Kapitał własny	13 011 729	13 472 163	460 434	3,5%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	29,48	30,52	1,04	3,5%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	29,48	30,52	1,04	3,5%



KLUCZOWE DANE OPERACYJNE I WSKAŹNIKI

	J.m.	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	tys. zł	5 599 432	5 566 774	-32 658	-0,6%	2 662 681	2 857 084	194 403	7,3%
EBITDA	tys. zł	1 206 522	1 358 435	151 913	12,6%	538 177	692 009	153 832	28,6%
EBIT	tys. zł	610 571	781 621	171 050	28,0%	221 934	399 042	177 108	79,8%
Zysk netto	tys. zł	471 226	623 831	152 605	32,4%	180 821	302 641	121 820	67,4%
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	442 789	581 162	138 373	31,3%	169 848	285 932	116 084	68,3%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	1 162 073	1 354 737	192 664	16,6%	766 841	782 467	15 626	2,0%
CAPEX	tys. zł	1 171 046	2 445 119	1 274 073	108,8%	790 239	603 712	-186 527	-23,6%
Dług netto / EBITDA [1)]	-	1,7	2,1	0,4	23,5%	1,7	2,1	0,4	23,5%
Rentowność aktywów (ROA) [1)]	%	4,0%	4,9%	0,9 p.p.	-	3,1%	4,8%	1,7 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) [1)]	%	7,5%	9,3%	1,8 p.p.	-	5,8%	9,0%	3,2 p.p.	-
Obrót									
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom końcowym	GWh	9 006	9 509	503	5,6%	4 103	4 486	383	9,3%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 394	2 410	16	0,7%	2 394	2 410	16	0,7%
Dystrybucja									
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	9 332	9 654	322	3,5%	4 605	4 679	74	1,6%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 503	2 535	32	1,3%	2 503	2 535	32	1,3%
Wytwarzanie									
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej, w tym:	GWh	6 807	9 337	2 530	37,2%	3 456	5 581	2 125	61,5%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	6 529	8 484	1 955	29,9%	3 331	4 936	1 605	48,2%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	278	853	575	206,8%	125	645	520	416,0%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	3 035	3 724	689	22,7%	755	1 441	686	90,9%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	8 520	11 043	2 523	29,6%	4 245	6 672	2 427	57,2%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	8 242	9 630	1 388	16,8%	4 120	5 634	1 514	36,7%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	278	696	418	150,4%	125	510	385	308,0%
z zakupu	GWh	-	716	716	-	-	527	527	-
Sprzedaż ciepła	TJ	2 584	3 411	827	32,0%	614	1 318	704	114,7%
Wydobycie									
Produkcja netto	tys. t	4 285	4 558	273	6,4%	1 950	2 136	186	9,5%
Sprzedaż węgla	tys. t	4 379	4 662	283	6,5%	2 195	2 273	78	3,6%
Zapas na koniec okresu	tys. t	134	21	-113	-84,3%	134	21	-113	-84,3%
Roboty chodnikowe	km	12,9	15,0	2,1	16,3%	6,1	6,9	0,8	13,1%

IH 2017/ IH 2016:

Wzrost EBITDA o 152 mln zł

Wzrost sprzedaży energii elektrycznej oraz paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 503 GWh

Wzrost wytworzonej energii elektrycznej o 2.530 GWh

IIQ 2017/ IIQ 2016:

Wzrost EBITDA o 154 mln zł

Wzrost sprzedaży energii elektrycznej oraz paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 383 GWh

Wzrost wytworzonej energii elektrycznej o 2.125 GWh

IH 2017:

- wzrost EBITDA o 12,6% (o 152 mln zł)
- konsekwentny rozwój GK Enea: nakłady CAPEX na poziomie 2.445 mln zł przy bezpiecznej wartości wskaźnika dług netto/EBITDA
- wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 5,6% (o 503 GWh)
- wzrost całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 2,5 TWh

IIQ 2017:

- wzrost EBITDA o 28,6% (o 154 mln zł)
- konsekwentny rozwój GK Enea: nakłady CAPEX na poziomie 604 mln zł przy bezpiecznej wartości wskaźnika dług netto/EBITDA
- wzrost sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom końcowym o 9,3% (o 383 GWh)
- wzrost całkowitego wytwarzania energii elektrycznej o 2,1 TWh

1) Definicje wskaźników znajdują się na str. 89

ROZWIJAMY SIĘ W SPOSÓB ZRÓWNOWAŻONY I SYSTEMATYCZNIE OSIĄGAMY ZAŁOŻONE CELE

Szanowni Państwo,

jesteśmy stabilnym i silnym koncernem surowcowo-energetycznym, który rozwija się w sposób zrównoważony. Nasze świadome podejście do roli pełnionej w rozwoju gospodarki Polski, jako dostawcy produktów i usług pierwszej potrzeby, oraz świadomość wpływu naszych działań na otoczenie, czynią z naszej Grupy nowoczesną i odpowiedzialną firmę. Sprawdzianem była dla nas walka ze skutkami katastrofalnych nawałnic, które w nocy z 11 na 12 sierpnia przeszły nad częścią obszaru dystrybucyjnego Enei Operator, pozbawiając prądu w sumie ok. 250 tys. naszych Odbiorców i niszcząc ok. 400 km sieci energetycznej. W usuwanie szkód i odbudowę zniszczonych doszczętnie linii zaangażowanych było ponad tysiąc naszych Pracowników, 220 brygad. Dzięki sprawnej akcji, ciężkiej pracy i zaangażowaniu naszych Pracowników przywróciliśmy zasilanie naszym Odbiorcom i zdaliśmy ten wymagający egzamin. Po zrealizowaniu w ostatnich miesiącach budujących wartość Grupy inwestycji i ustabilizowaniu generowanych wyników finansowych, koncentrujemy się obecnie na maksymalnym wykorzystaniu efektów synergii występujących w ramach posiadanych przez nas aktywów. Po zakupie Elektrowni Połaniec staliśmy się wiceliderem w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.

Wchodząca w skład Grupy LW Bogdanka jest jedną z najlepszych krajowych kopalń węgla kamiennego. Obecnie intensywnie pracujemy nad optymalizacją naszego obszaru wydobywczo-wytwórczego Kozienice-Bogdanka-Połaniec, w celu umocnienia pozycji na rynku. Jesteśmy jednym z gwarantów bezpieczeństwa energetycznego Polski, a zarazem spółką giełdową, która na działania patrzy z biznesowego punktu widzenia.

Zarządzanie w górnictwie wymaga dalekowzroczności

Górnictwo to branża, która wymaga planowania z wieloletnim wyprzedzeniem. Stabilność rynku i funkcjonowania w ramach jednej Grupy jest dla nas bardzo ważna, daje nam bezpieczeństwo i podstawy do planowania inwestycji w nowe złoża.

Zgodnie z deklaracjami rządu, polski węgiel kamienny i brunatny mają stanowić ok. 60% miksu energetycznego kraju do 2030 r., z perspektywą do 2050 r. To bardzo dobra informacja dla producentów tego surowca. Z perspektywy LW Bogdanka oznacza to, że popyt na miały węglowe pozostanie na stabilnym poziomie. Podobne założenia przyjęte zostały w opublikowanej w lutym br. strategii dla obszaru wydobycia Grupy Enea, co utwierdza nas w przekonaniu, że idziemy we właściwym kierunku.

W lipcu LW Bogdanka złożyła do Ministra Środowiska wniosek o udzielenie koncesji na wydobycie węgla ze złoża „Ostrów". To znaczący krok na drodze do realizacji strategicznego celu Spółki, czyli podwojenia jej zasobów operatywnych. Uzyskanie dostępu do tego złoża zwiększy bazę surowcową kopalni o ok. 186 mln ton. Dodatkowo planowane jest rozszerzenie zasobów pola „Bogdanka" o ok. 33 mln ton. W sumie LW Bogdanka zwiększy więc poziom zasobów z ok. 227 mln ton obecnie do ok. 446 mln ton. Oznacza to, że przy wydobyciu węgla na poziomie ok. 9 mln ton rocznie, żywotność kopalni zostanie przedłużona do ok. 50 lat (obecnie jest to ok. 25 lat), czyli do ok. 2067 r.

Eksploatacja złoża „Ostrów" może być rozpoczęta w oparciu o obecną infrastrukturę i bez kapitałochłonnej budowy nowych szybów. W perspektywie po 2025 r. w polu „Ludwin" planowane jest udostępnienie pionowe złoża i budowa niezbędnych obiektów i infrastruktury technicznej. Łączne wstępnie szacowane nakłady w wartościach realnych związane z budową takiej infrastruktury wynoszą 1,2-1,3 mld zł.

Konsekwentnie podnosimy wartość naszych aktywów wytwórczych i dbamy o środowisko

Ochrona środowiska jest w Grupie Enea jednym z podstawowych elementów etyki pracy. Jest to również kwestia stale podnoszących się wymogów krajowych i Unii Europejskiej. W ostatnich latach zrealizowaliśmy szereg inwestycji ograniczających emisje zanieczyszczeń. Są to m.in. instalacje odsiarczania spalin (IOS) i katalityczne instalacje odazotowania spalin (SCR). Nastąpiła także wymiana elektrofiltrów i modernizacja oczyszczalni ścieków deszczowo-przemysłowych. Realizujemy też projekty modernizacji turbin, w wyniku których następuje zmniejszenie jednostkowego zużycia ciepła, zwiększenie mocy turbozespołów z jednoczesnym zmniejszeniem zużycia węgla, a tym samym emisji gazów, w tym głównie dwutlenku węgla.

Przegłosowane w kwietniu br. konkluzje BAT nie były dla nas zaskoczeniem. W naszych analizach przewidzieliśmy wydatki na dostosowanie naszych aktywów wytwórczych do tych wymogów. Roztropnie podeszliśmy do wyboru technologii stosowanych na naszych blokach energetycznych, aby ich dostosowanie do wymagań środowiskowych było jak najmniej kosztowne. W przypadku Elektrowni Kozienice wiąże się to z wydatkami na poziomie ok. 150 mln zł, natomiast w przypadku Elektrowni Połaniec ok. 350 mln zł. Jesteśmy dobrze przygotowani – nasze jednostki wytwórcze będą spełniały normy w wymaganym przez konkluzje terminie.

W końcowej fazie realizacji znajduje się obecnie budowa naszej kluczowej inwestycji – bloku na parametry nadkrytyczne o mocy 1.075 MW w Elektrowni Kozienice, wyposażonego w najnowocześniejsze rozwiązania ekologiczne z możliwością dobudowania w przyszłości instalacji CCS służącej do wychwytywania CO_2 (status CCS ready). 1 września Enea Wytwarzanie przeprowadziła z sukcesem pierwszą synchronizację bloku z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Synchronizacja przebiegła zgodnie z założonym harmonogramem - był to drugi, po udanej próbie ciśnieniowej kotła, ważny sprawdzian naszej nowej jednostki wytwórczej.

Dbamy o rozwój sieci energetycznej w północno-zachodniej Polsce

10 lat temu, zgodnie z dyrektywą Unii Europejskiej o rozdziale sprzedawcy energii elektrycznej od jej dystrybutora, powstała Enea Operator. Dziś Spółka zarządza ponad 121,3 tys. km linii elektroenergetycznych wraz z przyłączami na obszarze ponad 58 tys. km2, dostarczając prąd do 2,5 mln Klientów.

Enea Operator przez 10 lat zainwestowała ponad 7 mld zł w infrastrukturę sieciową, modernizując i stawiając nowe Główne Punkty Zasilające, linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia, a także stacje transformatorowe czy systemy do zarządzania majątkiem sieciowym oraz ruchem w sieci dystrybucyjnej. Przez ten czas o połowę skrócił się czas przerw w dostawach energii elektrycznej.

W trakcie ostatniej dekady Enea Operator zmodernizowała lub wybudowała od postaw kilkadziesiąt Głównych Punktów Zasilających, czyli dużych stacji transformujących wysokie napięcie na średnie. W ten sposób Enea Operator bezpośrednio przyczyniła się do rozwoju północno-zachodniej Polski, poprzez zwiększanie możliwości przyłączania nowych Odbiorców oraz rozwoju specjalnych stref ekonomicznych.

W marcu br. Spółka uruchomiła najnowszą i najnowocześniejszą w kraju Centralną Dyspozycję Mocy, która zarządza siecią wysokiego napięcia Enei Operator w północno – zachodniej Polsce. Taka organizacja służb ruchu umożliwia elastyczne, szybkie i kompleksowe reagowanie na wydarzenia występujące w sieci 110 kV należącej do Spółki. Inwestycja przyczyniła się do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do Odbiorców.

Z kolei w czerwcu Enea Operator podpisała umowę na dostawę i wdrożenie Centralnej Aplikacji Systemu Akwizycji Informacji Pomiarowych. Aplikacja docelowo będzie jedynym systemem informatycznym w Enei Operator, który będzie pozyskiwał, przetwarzał, a także przechowywał wszelkie dane związane z szeroko rozumianą informacją pomiarową. Obecnie Enea Operator przetwarza ok. 4 mln informacji pomiarowych miesięcznie, docelowo, dzięki zakupionemu systemowi takich informacji w ciągu miesiąca będzie można przetwarzać aż 7 mld.

Realizując zaplanowane inwestycje, Spółka aktywnie korzysta z unijnych środków. W I połowie 2017 r. zawarła umowy o dofinansowanie o łącznej kwocie przewidywanej dotacji w wysokości 60,3 mln zł, co stanowi ponad 60% wartości inwestycji objętych wnioskami o dofinansowanie.

Koncertujemy się na lepszym poznaniu potrzeb Klientów

Enea stale udoskonala obsługę Klientów, wprowadzając nowoczesne narzędzia komunikacji. W marcu 2016 r. firma uruchomiła na całym obszarze działalności elektroniczne Biuro Obsługi Klienta. W lipcu br. umożliwiła Klientom kontakt za pośrednictwem internetowego czatu. Podczas czatu można szybko i bez wychodzenia z domu zadać konsultantowi pytania, sprawdzić stan faktury i historię płatności, podać stan licznika, czy też skontaktować się z Eneą w innych sprawach związanych z obsługą Klienta.

Pozytywne zmiany, zarówno w obsłudze, jak i działaniu systemów IT, pozwoliły usprawnić obsługę Klienta i uprościły raportowanie. Dzięki temu zwiększyła się znacząco sprawność pracy naszych konsultantów. Zyskaliśmy również możliwość lepszego poznania potrzeb Klientów i dopasowania do ich preferencji odpowiedniej oferty.

Innowacje wkomponowane w kulturę Grupy

Innowacje i nowe technologie są i będą kluczowymi elementami rozwoju naszej Grupy. Branża energetyczna, w tym nasza Grupa, już dziś jest ważnym odbiorcą innowacyjnych rozwiązań, które są wdrażane, np. w sieciach dystrybucyjnych, czy przy produkcji energii elektrycznej. W strategii rozwoju Grupy Enea ponad połowa inicjatyw ma charakter innowacyjny. Dzięki ich implementacji stajemy się elastycznym i nowoczesnym koncernem, budującym trwałe przewagi konkurencyjne.

Podmiotem stworzonym w celu budowania pozycji rynkowej i koordynowania obszaru innowacji w Grupie jest Enea Innovation. Spółka stanowi centrum identyfikacji i wdrażania innowacyjnych produktów, usług i linii biznesowych we wszystkich ogniwach łańcucha wartości. Jej powołanie pozwoli na trwałe wkomponowanie filozofii innowacyjnego działania w kulturę Grupy. Enea Innovation będzie uczestniczyć w ekosystemie innowacji poprzez nawiązywanie współpracy z organizacjami rządowymi oraz najlepszymi uczelniami, jednostkami badawczo-rozwojowymi, brokerami technologii, akceleratorami, inkubatorami, stowarzyszeniami, fundacjami oraz think tankami. Spółka jest również otwarta na współpracę ze start-upami.

Innowacyjność jest dla nas nie tylko jednym z kluczowych warunków rozwoju. Innowacyjność chcemy wprowadzić do DNA naszej Grupy. Koncentrujemy się na poszukiwaniu nowych rozwiązań i pomysłów. Szukamy ich na rynku oraz wewnątrz organizacji. Chcemy je wykorzystać, by zrealizować wizję przedsiębiorstwa innowacyjnego, które wyprzedza i spełnia oczekiwania Klientów oraz jest gotowe na wyzwania przyszłości.

Widzimy znaczny potencjał w realizacji z ośrodkami naukowymi i samorządami wspólnych projektów badawczo-rozwojowych i wdrożeniowych w obszarze autobusów elektrycznych i infrastruktury ich ładowania. Dlatego w kwietniu 2017 r. Enea została członkiem klastra „Polski Autobus Elektryczny – łańcuch dostaw dla elektromobilności". Klaster został utworzony z inicjatywy firmy Solaris, a do współpracy przystąpiły uczelnie, jednostki naukowe i przedsiębiorstwa. Celem klastra jest współpraca na rzecz rozwoju e-mobilności, w szczególności autobusów elektrycznych i komponentów służących do ich budowy, które będą oparte na rozwiązaniach technicznych wypracowanych w Polsce.

W czerwcu Enea Innovation i Enea Operator zostały partnerami Zielonogórskiego Klastra Energii. Jest to wspólna inicjatywna miasta Zielona Góra, Uniwersytetu Zielonogórskiego oraz lokalnych firm, działających głównie w ramach Lubuskiego Parku Przemysłowo-Technologicznego.

Innym przykładem zastosowania innowacyjnego podejścia w Grupie Enea jest nawiązanie współpracy z Polską Grupą Górniczą w zakresie wymiany doświadczeń i wiedzy, w celu przygotowania nowej mieszanki paliwa z wykorzystaniem mułów węglowych, która byłaby możliwa do komercyjnego wykorzystania w energetyce. Innowacyjny produkt pozwoli na ograniczenie sprzedaży tzw. sortymentów mułowych Klientom indywidualnym, co przyczyni się do poprawy jakości powietrza.

Dzielimy się zyskiem z Akcjonariuszami

Enea w swojej działalności na pierwszym miejscu stawia bezpieczeństwo finansowe. Realizuje zaplanowane w strategii inwestycje zwiększające jej wartość, ściśle kontrolując stronę kosztową. Chce być spółką dywidendową, jednak poziom wypłaty musi być dostosowany do wielkości wypracowanego zysku, możliwości finansowych Spółki i planowanego rozwoju. Z punktu widzenia Enei, istotne jest długofalowe budowanie portfela kapitałów własnych, aby w przyszłości móc zrealizować zaplanowane inicjatywy.

26 czerwca Zwyczajne Walne Zgromadzenie Enei zdecydowało o wypłacie dywidendy dla Akcjonariuszy w wysokości 0,25 zł na akcję. Kwota ta była zgodna z rekomendacją Zarządu i została pozytywnie zaopiniowana przez Radę Nadzorczą Spółki.

Zrównoważony rozwój buduje silny koncern surowcowo-energetyczny

Jesteśmy stabilnym, silnym koncernem surowcowo-energetycznym. Angażujemy się w liczne projekty z zakresu społecznej odpowiedzialności biznesu, gdyż wierzymy, że takie firmy jak Enea powinny kreować w Polsce klimat odpowiedzialności w biznesie.

W czerwcu zostaliśmy partnerem programu Karta Dużej Rodziny. Nowa oferta Enei ENERGIA+ Rodzina skierowana będzie do osób uprawnionych do korzystania z Karty Dużej Rodziny. Dzięki temu rodziny z co najmniej trójką dzieci będą mogły skorzystać ze zniżki na zakup energii elektrycznej.

Angażujemy się również w inicjatywy wspierające rozwój młodych Polaków, czego przykładem mogą być m.in. podpisane przez LW Bogdanka listy intencyjne ze szkołami prowadzącymi klasy o profilach górniczych: Zespołem Szkół Górniczych w Łęcznej i z Zespołem Szkół w Ostrowie Lubelskim. Podpisane dokumenty dotyczą kwestii możliwości zatrudniania w przyszłości przez lubelską kopalnię, wyróżniających się absolwentów ww. szkół a także funduszu stypendialnego, którego zadaniem będzie motywowanie uczniów do wytężonej i skutecznej nauki zawodu górniczego.

Z kolei w Enei z końcem czerwca zakończyła się pierwsza edycja programu płatnych staży i praktyk „Zainstaluj się w Enei". Aż 70% stażystów otrzymało propozycję pracy w Grupie. Celem programu jest pozyskanie i wykształcenie przyszłych kadr Grupy Enea. W lipcu rozpoczęła się druga edycja programu. Staż rozpocznie kilkudziesięciu studentów. Przed nimi rok zdobywania cennego doświadczenia w zawodzie, a przed opiekunami możliwość sprawdzenia potencjału przyszłych Pracowników oraz zdobywania doświadczenia menedżerskiego.

O sile i pozycji Grupy Enea decydują jej Pracownicy oraz ich wiedza. Zależy nam, aby pracujący dla nas ludzie rozwijali się z korzyścią dla siebie i dla całej Grupy.

Z poważaniem,

Mirosław Kowalik

Prezes Zarządu Enea SA

I kwartał

Negocjacje z EDF Investment SAS w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce

W konsekwencji podjętych w poprzednich okresach sprawozdawczych działań związanych z planowanym nabyciem aktywów EDF w Polsce, 27 stycznia Enea wraz z PGE Polską Grupą Energetyczną, Energą oraz PGNiG Termiką podpisała z EDF porozumienie (ang. Memorandum of Understanding) dotyczące prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce oraz badania due diligence w tym zakresie. 15 marca partnerzy biznesowi dokonali zmian w strukturze transakcji polegających na:

- odstąpieniu PGNiG Termiki od transakcji
- przejęciu dotychczas deklarowanego udziału PGNiG Termiki w transakcji przez PGE, co skutkuje zwiększeniem udziału PGE do 60%
- pozostawieniu udziałów Enei oraz Energi w transakcji na niezmienionym poziomie 20% dla każdej ze spółek

Zgodnie z ustaleniami ww. zmiany wymagały potwierdzenia braku sprzeciwu ze strony EDF.

11 maja Zarząd Enea SA podjął uchwałę o rezygnacji z udziału Spółki w transakcji nabycia polskich aktywów należących do EDF International SAS oraz EDF Investment II B.V.

Objęcie akcji Polimeksu-Mostostal

18 stycznia Enea, Energa, PGE Polska Grupa Energetyczna, PGNiG Technologie i Polimex-Mostostal zawarły umowę inwestycyjną dot. inwestycji w Polimex-Mostostal oraz inne umowy w ramach tej transakcji. 20 stycznia, po spełnieniu się warunków zawieszających, sformułowanych w umowie inwestycyjnej z 18 stycznia, Enea, Energa, PGE i PGNiG Technologie objęły akcje Polimeksu-Mostostal. Inwestorzy objęli łącznie 150 mln, czyli po 37,5 mln, akcji Polimeksu-Mostostal w ramach planowanego podwyższenia kapitału. Cena emisyjna akcji została ustalona na 2 zł. W wyniku dokapitalizowania i odkupu pakietu akcji SPV Operator inwestorzy objęli łącznie 65,93% akcji (według nowej struktury akcjonariatu). 21 marca inwestorzy ogłosili wezwanie do zapisywania się na akcje Polimeksu w związku z przekroczeniem (jako strony porozumienia) progu 33% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polimeksu. Wezwanie miało charakter następczy i zostało rozliczone 28 kwietnia. W jego wyniku każdy z inwestorów nabył 24 akcje Polimeksu. Aktualnie Enea posiada 39.000.024 akcje Polimeksu, stanowiące 16,48% udziału w kapitale zakładowym tej spółki. Wspólnie Inwestorzy posiadają 156.000.097 akcji, stanowiących 65,9% udziału w kapitale zakładowym Polimeksu.
Polimex-Mostostal posiada największy, ponad 23%, udział w realizacji kluczowych projektów w segmencie energetyki konwencjonalnej. Dzięki temu spółka obecna jest w konsorcjach wykonawczych największych inwestycji energetycznych w Polsce, których łączny budżet to ok. 30 mld zł.

Modernizacja turbin dwóch bloków w Elektrowni Kozienice

W styczniu Enea Wytwarzanie podpisała z firmą EthosEnergy umowę dotyczącą modernizacji turbin bloków 3 i 8 w Elektrowni Kozienice. Dzięki modernizacji poprawiony zostanie stan dynamiczny turbozespołów. Wartość kontraktu to prawie 4,9 mln zł netto, prace zakończyły się w lipcu 2017 r.

Przedłużenie umowy na obsługę bankową z PKO Bankiem Polskim i Bankiem Pekao SA

25 stycznia spółki Grupy Enea podpisały aneksy do obowiązujących obecnie umów na kompleksową obsługę bankową zawartych z bankami PKO BP i Pekao SA. Aneksowanie dotychczas obowiązujących umów na kolejny okres daje pewność Klientom Enei, że numery rachunków bankowych pozostaną bez zmian. Kluczowe spółki Grupy nadal będą posiadać dostęp do wszystkich niezbędnych produktów i usług bankowych w ramach kompleksowej obsługi bankowej na najkorzystniejszych warunkach.

Współpraca z bankami PKO BP i Pekao SA daje kluczowym spółkom Grupy Enea możliwość wspólnego zarządzania zasobami pieniężnymi oraz umożliwia finansowanie bieżącej działalności ze środków wewnątrzgrupowych bez konieczności ponoszenia kosztów prowizji i odsetek. Ponadto, zapewnia kompleksową obsługę bankową w ramach dostępnej gamy produktowej oraz dostępność kredytów w rachunkach bieżących w ramach systemu zarządzania grupą rachunków (Cash Pooling) na potrzeby finansowania podstawowej działalności.

Elastyczny rozwój, podwojenie bazy surowcowej i innowacje w obszarze Wydobycia Grupy Enea

Będąca częścią Grupy Enea LW Bogdanka, najnowocześniejsza i najbardziej efektywna kopalnia węgla kamiennego w Polsce 9 lutego przedstawiła strategię rozwoju dla Obszaru Wydobycia Grupy Enea do roku 2025, z perspektywą do roku 2030. Ogłoszona strategia jest zgodna ze Strategią Grupy Enea oraz wpisuje się zarówno w Plan na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, jak i projekt Programu dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce.

Strategia LW Bogdanka Obszar Wydobycia Grupy Enea zakłada dwa scenariusze rozwoju: bazowy, zakładający średnią produkcję na poziomie ok. 8,5 mln ton w latach 2017-2025 oraz elastycznego rozwoju, ze średnioroczną produkcją w tym okresie na poziomie ok. 9,2 mln ton. Mając na uwadze aktualną i przewidywaną sytuację rynkową Spółka zamierza realizować scenariusz elastycznego rozwoju. Prognozowany CAPEX w okresie 2016-2025 (w ujęciu nominalnym) to 3,7 mld zł dla scenariusza bazowego oraz ok. 4 mld zł dla scenariusza elastycznego rozwoju.

LW Bogdanka za kluczowe inicjatywy uznaje: ścisłą współpracę i realizację synergii w ramach obszaru wydobywczo-wytwórczego Kozienice-Bogdanka-Połaniec, podwojenie bazy zasobów operatywnych a także wdrożenie szeregu kluczowych innowacyjnych inicjatyw strategicznych. Najważniejsze z nich to realizacja, wspólnie z Grupą Enea, studium wykonalności projektu technologii zgazowania węgla dla produkcji energii elektrycznej (IGCC), wykorzystanie nowoczesnego wysokowydajnego kompleksu przodkowego, kontynuacja programu „Kopalnia Inteligentnych Rozwiązań", efektywna gospodarka skałą płonną oraz rozwój usług operatorskich LW Bogdanka, oferowanych na bazie wysokich standardów techniczno-zarządczych Spółki. Niezmiennie priorytetowym elementem strategii pozostaje utrzymanie najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracy oraz prowadzenie działalności zgodnie z zasadami społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR).

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

W marcu Enea Operator uruchomiła najnowszą i najnowocześniejszą Centralną Dyspozycję Mocy (CDM), która będzie zarządzać siecią wysokiego napięcia w północno-zachodniej Polsce. Sieć wysokiego napięcia należąca do Spółki jest obecnie sterowana z jednego miejsca. Taka organizacja służb ruchu umożliwia elastyczne, szybkie i kompleksowe reagowanie na wydarzenia występujące w całej sieci 110 kV należącej do Enei Operator. Inwestycja przyczynia się do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do Klientów. Zastosowane w CDM systemy informatyczne oparte są na polskich rozwiązaniach.

I-II kwartał

Enea właścicielem Elektrowni Połaniec - transakcja z ENGIE zakończona sukcesem

14 marca sukcesem zakończyła się transakcja zakupu przez Grupę Enea od ENGIE International Holdings B.V. 100% akcji ENGIE Energia Polska, spółki, do której należy Elektrownia Połaniec. Enea za ok. 1,26 mld zł pozyskała ważną systemową elektrownię, która przeszła w ostatnich latach wart ok. 1,5 mld zł intensywny program modernizacyjny. Przejęta spółka jest w pełni oddłużona i od pierwszych dni wzmacnia pozycję Enei na rynku.

Przy finansowaniu transakcji Enea skorzystała głównie ze środków własnych, w tym także ze środków pozyskanych w ramach pierwszej publicznej emisji oraz emisji dostępnej w ramach programu gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego.

10 kwietnia ENGIE Energia Polska zmieniła nazwę na Enea Elektrownia Połaniec. Od 1 lipca Zarząd Spółki tworzą: Prezes Zarządu – Lech Żak, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych – Marek Ryński oraz Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych – Jacek Kutz.

W najbliższych tygodniach Enea Elektrownia Połaniec w formalny sposób przystąpi do Grupy Enea. Obowiązujące w Enei procedury i zasady będą wdrażane w Elektrowni Połaniec.

Elektrownia Połaniec składa się z ośmiu bloków o łącznej mocy 1,9 GW. Jest to jedna z młodszych elektrowni systemowych w Polsce i największy tego typu obiekt w południowo-wschodniej Polsce. Elektrownia należała do francuskiego koncernu ENGIE, we wrześniu 2016 r. Enea złożyła ofertę zakupu.

Przejęcie Elektrowni Połaniec wpisuje się w wynikające ze strategii priorytety rozwoju Grupy Enea. Enea jedną transakcją uzyskuje szereg korzyści. Grupa zwiększa skokowo możliwości wytwórcze energii elektrycznej z 3,3 GW do 5,2 GW, z czego ponad 200 MW to jeden z największych na świecie „zielonych bloków" wykorzystujących biomasę. Włączając Połaniec do Grupy, Enea zwiększa produkcję energii z ok. 14 TWh do ok. 24 TWh i staje się silnym wiceliderem na polskim rynku wytwarzania energii. Jednocześnie w Grupie zbilansowana zostanie produkcja i sprzedaż energii elektrycznej. Transakcja zapewnia też zbyt dla dużego wolumenu węgla wydobywanego w Grupie Enea - Elektrownia Połaniec zużywa rocznie ok. 3,9 Mt surowca, z którego ponad połowa pochodzi z LW Bogdanka. Tym samym, Grupa tworzy oparty o własny surowiec, efektywny kosztowo i operacyjnie, obszar wydobywczo-wytwórczy Kozienice-Bogdanka-Połaniec.

Dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej

30 marca Rada Nadzorcza Enei wyraziła zgodę na przystąpienie Spółki do Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. (PGG) i objęcie nowych udziałów w kapitale PGG o wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł. 31 marca Enea, wraz ze spółkami: ENERGA Kogeneracja, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, PGNiG Termika, Węglokoks, Towarzystwo Finansowe Silesia, Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych, zawarła umowę inwestycyjną z PGG. Reguluje ona sposób przeprowadzenia inwestycji i przystąpienia Spółki do PGG, zasad funkcjonowania PGG oraz jej organów, a także wyjścia stron z inwestycji w PGG. Umowa zakłada dokapitalizowanie PGG przez inwestorów w trzech etapach na łączna kwotę 1 mld zł. W ramach dokapitalizowania PGG Enea zobowiązała się do objęcia nowych udziałów PGG o łącznej wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł w trzech etapach. Pierwsze dokapitalizowanie PGG przez Eneę w kwocie 150 mln zł nastąpiło w kwietniu 2017 r. W ramach drugiego etapu dokapitalizowania, który miał miejsce w czerwcu 2017 r., Enea objęła nowe udziały PGG o wartości 60 mln zł, zapewniając sobie 5,81% udziału w kapitale zakładowym górniczej spółki. Kolejne dokapitalizowanie, wynoszące 90 mln zł, zaplanowane jest na I kwartał 2018 r. Inwestycja wpisuje się w Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea, której jednym z elementów jest zabezpieczenie bazy surowcowej energetyki konwencjonalnej. Dodatkowo, inwestorzy zawarli porozumienie dotyczące sprawowania wspólnej kontroli nad PGG.

31 marca rozwiązany został również list intencyjny zawarty 28 października 2016 r. z Węglokoks i TF Silesia wyrażający wstępne zainteresowanie zaangażowaniem finansowym w KHW lub aktywa KHW.

Realizacja umowy inwestycyjnej w sprawie budowy bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka

11 stycznia Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na nabyciu akcji spółki celowej Elektrownia Ostrołęka SA z siedzibą w Ostrołęce, do realizacji projektu, polegającego na przygotowaniu, budowie i eksploatacji bloku energetycznego opalanego węglem kamiennym klasy 1.000 MWe (Ostrołęka C). 1 lutego Enea SA zawarła z Energa SA Umowę Nabycia 24.980.926 akcji Elektrowni Ostrołęka SA, obejmując tym samym 11,89% w kapitale zakładowym spółki za łączną wartość 24 mln zł. 13 kwietnia Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Elektrownia Ostrołęka podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki z kwoty 210,1 mln zł zł do kwoty 229,1 mln zł poprzez emisję nowych akcji. W subskrypcji prywatnej Enea SA objęła 9,5 mln akcji w zamian za wkład pieniężny, który został wniesiony 28 kwietnia. Po objęciu akcji nowej emisji Enea zwiększyła swój udział w kapitale zakładowym Elektrowni Ostrołęka SA do 15,1%. 27 czerwca Enea SA zawarła z Energa SA Umowę Nabycia 20.017.269 akcji Elektrowni Ostrołęka SA, za łączną wartość ok. 19,2 mln zł, zwiększając swój udział w kapitale zakładowym spółki do 23,8%. Na mocy powyższych umów Energa SA i Enea SA objęły wspólną kontrolę nad spółką Elektrownia Ostrołęka SA. Obie strony docelowo będą posiadały po 50% akcji Elektrowni Ostrołęka SA oraz taką samą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Energa i Enea są zgodne, że realizacja projektu Ostrołęka C wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo energetyczne Polski, będzie spełniała najwyższe standardy środowiskowe oraz zapewni kolejne stabilne, wysokosprawne i niskoemisyjne źródło energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Spółki przewidują, że budowa nowego bloku zostanie ukończona w II połowie 2023 r., a nakłady na realizację tej inwestycji wyniosą ok. 5,5-6 mln zł/MW.

II kwartał

Enea dołączyła do klastra na rzecz rozwoju elektromobilności

W kwietniu Grupa Enea została członkiem klastra „Polski Autobus Elektryczny – łańcuch dostaw dla elektromobilności". Został on utworzony z inicjatywy firmy Solaris, a do współpracy przystąpiły takie firmy jak: EC Grupa, Ekoenergetyka Polska, Impact Clean Power Technology, Medcom, Instytut Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL, SKB Drive Tech oraz Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Politechnika Poznańska i Politechnika Warszawska. Celem klastra jest współpraca na rzecz rozwoju e-mobilności, w szczególności autobusów elektrycznych i komponentów służących do ich budowy, które będą oparte na rozwiązaniach technicznych wypracowanych w Polsce. Z perspektywy sektora elektroenergetycznego przewidywany rozwój pojazdów elektrycznych wpłynie na zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz na przyszłe funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Zmiany w Zarządzie Enei Innovation

24 maja Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enea Innovation, spółki zarządzającej w Grupie Enea obszarem innowacji, powołało na stanowisko Prezesa Zarządu Andrzeja Wicika, pełniącego przez wiele lat funkcje menedżerskie, m.in. w Elektrowni Stalowa Wola i Alstomie. Drugim Członkiem Zarządu jest Krzysztof Hajdrowski, od kilkunastu lat związany z energetyką i Grupą Enea.

Zadaniem Zarządu Spółki jest jej przygotowanie do efektywnego i skutecznego realizowania projektów innowacyjnych na potrzeby Grupy. Enea Innovation będzie zajmować się m.in. koordynacją projektów związanych z współpracą ze startupami.

Unijne środki napędzają inwestycje w obszarze Dystrybucji

W czerwcu Enea Operator podpisała umowy z wykonawcami na realizację dwóch bardzo ważnych inwestycji sieciowych. Projekty w znaczących kwotach zostaną dofinansowane ze środków unijnych. Dzięki temu Enea Operator gruntownie zmodernizuje Główny Punkt Zasilający Piła Południe (9,5 mln zł, 70% dofinansowania) oraz wybuduje kilkunastokilometrowy odcinek linii wysokiego napięcia 110 kV (6,9 mln zł, 50% dofinansowania).

Kolejna dotacja dla Enei Operator przyznana została na projekty realizowane w województwie zachodniopomorskim dla zwiększenia potencjału sieci energetycznej w celu odbioru energii z odnawialnych źródeł na średnim i niskim napięciu. Wartość inwestycji to ok. 4,2 mln zł, natomiast dotacja wyniesie ponad 1,7 mln zł. Unijne środki pozwolą m.in. na zastosowanie innowacyjnych rozwiązań - zabudowy transformatorów z automatyczną regulacją napięcia podczas pracy.

22 czerwca przedstawiciele Zarządu Enei Operator podpisali dwie umowy na budowę inteligentnych sieci na terenie obszaru bydgoskiego oraz zielonogórskiego. Inwestycje związane będą z budową, modernizacją i przebudową linii oraz stacji średniego i niskiego napięcia. Celem projektu jest zapewnienie efektywnego i zrównoważonego pod względem ekonomicznym i technicznym systemu energetycznego, o niskim poziomie strat oraz wysokim poziomie jakości oraz bezpieczeństwa dostaw i ochrony środowiska. Łączna wartość obu projektów to blisko 17 mln zł, natomiast wartość ich dofinansowania wyniesie ponad 11 mln zł.

Enei Operator z jednym, kompletnym systemem informatycznym

W czerwcu Enea Operator Enea Operator podpisała umowę na dostawę i wdrożenie Centralnej Aplikacji Systemu Akwizycji Informacji Pomiarowych. Aplikacja docelowo będzie jedynym systemem informatycznym w dystrybucyjnej spółce, który będzie pozyskiwał, przetwarzał a także przechowywał wszelkie dane związane z szeroko rozumianą informacją pomiarową. Dzięki temu rozwiązaniu liczba przetwarzanych w ciągu miesiąca informacji pomiarowych będzie mogła wzrosnąć z obecnych 4 mln do ponad 7 mld miesięcznie. Umowa opiewa na 22 mln zł i zakłada wdrożenie aplikacji w ciągu dwóch lat.

Współpraca na rzecz rozwoju technologii w zakresie przygotowania nowej mieszanki paliwa

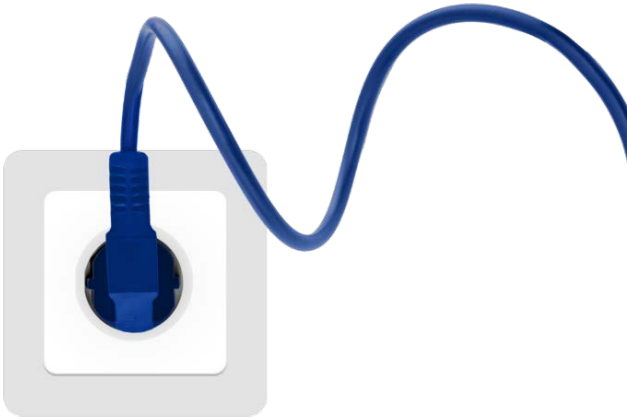
W czerwcu Enea Trading i Polska Grupa Górnicza (PGG) nawiązały współpracę w zakresie wymiany doświadczeń i wiedzy w celu przygotowania nowej mieszanki paliwa z wykorzystaniem mułów węglowych, która byłaby możliwa do komercyjnego wykorzystania w energetyce. Obie Grupy są nastawione na współpracę w zakresie unowocześniania polskiego potencjału energetycznego i górniczego oraz budowania nowych kompetencji w obu sektorach. Podpisany przez nie list intencyjny pozwoli zacieśnić współpracę dotyczącą komercyjnego zagospodarowania mułów węglowych i flotokoncentratów poprzez ich wykorzystanie, jako składnika paliwa węglowego używanego w blokach energetycznych należących do Grupy Enea. Innowacyjny produkt pozwoli na ograniczenie sprzedaży tzw. sortymentów mułowych Klientom indywidualnym, co przyczyni się do poprawy jakości powietrza.

Enea dzieli się zyskiem z Akcjonariuszami

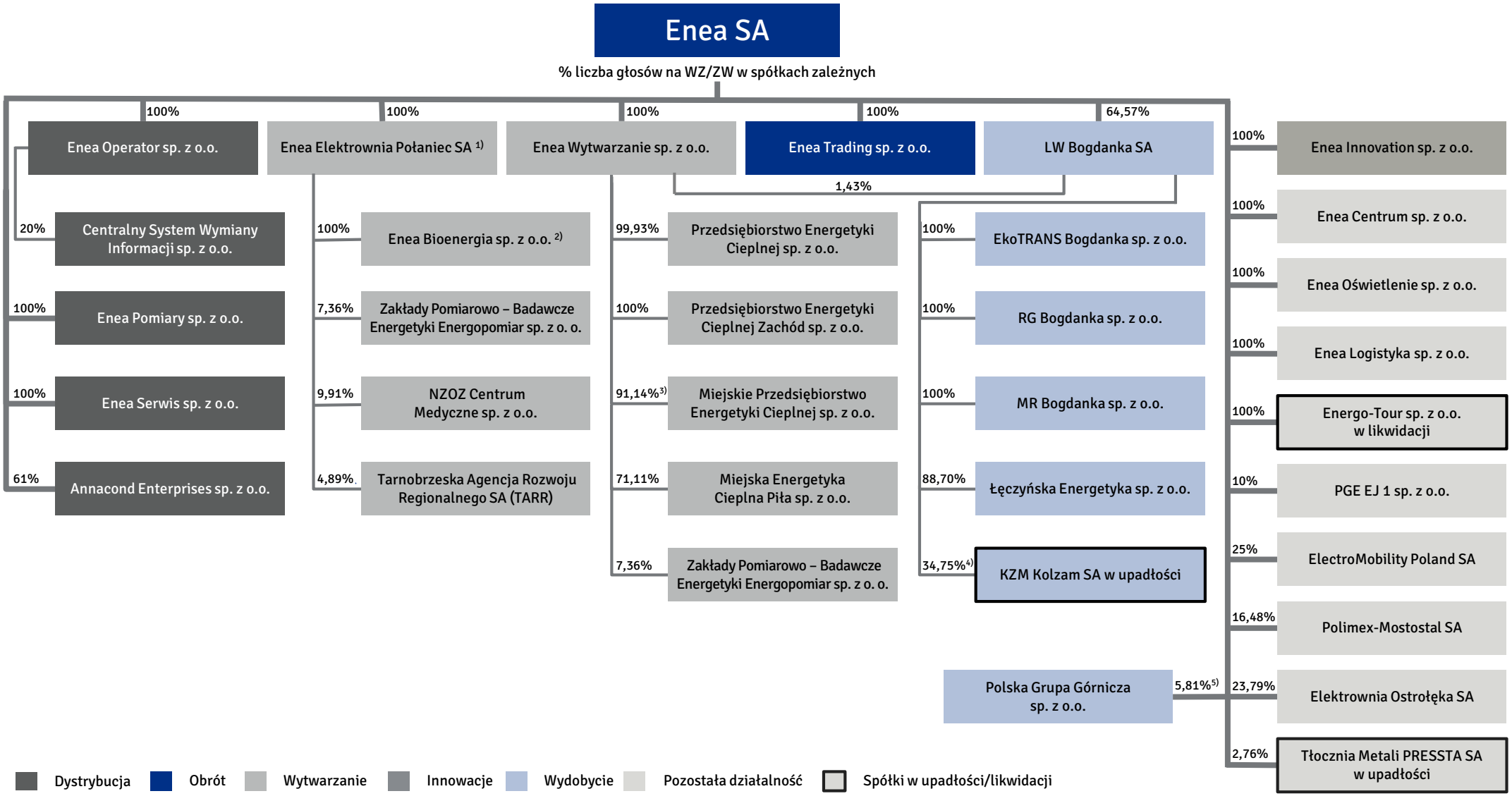
26 czerwca Zwyczajne Walne Zgromadzenie Enei zdecydowało o wypłacie dywidendy dla Akcjonariuszy w wysokości 110.360.644,50 zł, co stanowi 0,25 zł zysku na jedną akcję. Kwota dywidendy, która była zgodna z wcześniejszą rekomendacją Zarządu i została pozytywnie zaopiniowana przez Radę Nadzorczą Spółki, została wypłacona inwestorom 10 sierpnia.

Agencja Fitch Ratings podtrzymała ocenę ratingową Enei

30 czerwca agencja ratingowa Fitch Ratings potwierdziła dla Enei długoterminowy rating w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB", jak również potwierdziła i jednocześnie wycofała z przyczyn kontraktowych krajowy rating długoterminowy na poziomie „A+(pol)" ze stabilną perspektywą".



2. Organizacja i działalność Grupy Enea



W obrębie Grupy Kapitałowej Enea funkcjonuje 6 wiodących podmiotów, tj. Enea SA (obrót energią elektryczną), Enea Operator sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), Enea Wytwarzanie sp. z o.o. i Enea Elektrownia Połaniec SA (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i cieplnej), Enea Trading sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną) oraz LW Bogdanka SA (wydobycie węgla). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek.

W strukturze Grupy uwzględniono również udziały mniejszościowe w podmiotach posiadane przez spółki zależne od Enea SA, tj. w szczególności Enea Wytwarzanie sp. z o.o., Enea Elektrownia Połaniec SA oraz LW Bogdanka SA.

1) Poprzednia nazwa ENGIE Energia Polska SA (zmiana od 10 kwietnia 2017 r.)
2) Poprzednia nazwa ENGIE Bioenergia sp. z o.o. (zmiana od 26 kwietnia 2017 r.)
3) Zmiany w ilości udziałów w MPEC sp. z o.o. w Białystoku wynikają z nabywania przez Enea Wytwarzanie sp. z o.o. udziałów od uprawnionych pracowników
4) Wcześniej wykazywano udział % LW Bogdanka SA w kapitale zakładowym spółki KZM Kolzam SA w upadłości, który wynosi 22,41%
5) Udział w liczbie głosów po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego, które nastąpiło 7 lipca 2017 r.

Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych w I półroczu 2017 r. Grupa Kapitałowa Enea, poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

Dezinwestycje kapitałowe

W I półroczu 2017 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

Zmiany w organizacji Grupy

W I półroczu 2017 r. Grupa Enea kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Korporacyjnej Grupy.

Inwestycje kapitałowe

Obszar	Data	Spółka	Zdarzenie
		IH 2017	
Pozostała działalność	20 stycznia 2017 r.	Polimex-Mostostal SA	Enea SA przyjęła złożoną przez Polimex ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37,5 mln akcji oraz nabyła 1,5 mln akcji Polimex od jej dotychczasowego akcjonariusza, obejmując łącznie 16,48% w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	1 lutego 2017 r.	Elektrownia Ostrołęka SA	Nabycie przez Enea SA od Energa SA 24.980.926 akcji Spółki Elektrownia Ostrołęka SA - Enea SA objęła 11,89% w kapitale zakładowym Spółki.
Wytwarzanie	14 marca 2017 r.	ENGIE Energia Polska SA	Enea SA nabyła 100% akcji od ENGIE International Holdings B.V.
Pozostała działalność	3 kwietnia 2017 r.	PGG	Enea SA objęła 1.500.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości 150.000.000 zł w spółce Polska Grupa Górnicza sp. z o.o., tym samym stając się mniejszościowym udziałowcem Spółki z 4,39% udziałem w jej kapitale zakładowym. Wpis w KRS – 8 czerwca 2017 r.
Wytwarzanie	21 kwietnia 2017 r.	MPEC sp. z o.o.	Zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów w związku realizacją umów pomiędzy uprawnionymi pracownikami MPEC sp. z o.o. a Enea Wytwarzanie sp. z o. o.
Pozostała działalność	28 kwietnia 2017 r.	Polimex-Mostostal SA	W wyniku wezwania na sprzedaż akcji, Enea SA nabyła 24 akcje Polimex stanowiące 0,00001% udziału w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	28 kwietnia 2017 r.	Elektrownia Ostrołęka SA	Enea SA przyjęła złożoną przez Elektrownię Ostrołęka SA ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 9,5 mln nowych akcji Elektrowni Ostrołęka SA.
Pozostała działalność	14 czerwca 2017 r.	PGG	Enea SA objęła 600.000 udziałów w podwyższonym kapitale PGG, o łącznej wartości nominalnej 60.000.000 zł, zwiększając tym samym swój udział w kapitale zakładowym Spółki z 4,39% do 5,81%. Wpis w KRS – 7 lipca 2017 r.
Pozostała działalność	27 czerwca 2017 r.	Elektrownia Ostrołęka SA	Nabycie przez Enea SA od Energa SA 20.017.269 akcji spółki Elektrownia Ostrołęka SA – Enea SA posiada łącznie 23,79% w kapitale zakładowym Spółki.
Pozostała działalność	30 czerwca 2017 r.	Centralny System Wymiany Informacji sp. z o.o.	Przeniesienie własności 16 udziałów na 4 spółki dystrybucyjne (Innogy Stoen Operator sp. z o.o. (wcześniej: RWE Stoen Operator sp. z o.o.), Energa Operator SA, PGE Dystrybucja SA, Tauron Dystrybucja SA). Enea Operator sp. z o.o. posiada obecnie 4 udziały CSWI sp. z o.o., co stanowi 20% udział w kapitale zakładowym Spółki.
Innowacje	2 sierpnia 2017 r.	Enea Innovation sp. z o.o.	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enea Innovation sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, z kapitałem zakładowym w wysokości 5.000 zł, zdecydowało o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 300.000 zł, tj. z kwoty 5.000 zł do kwoty 305.000 zł poprzez utworzenie 3.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy.
		Zdarzenia po okresie sprawozdawczym	

Realizacja Umowy Inwestycyjnej z Energa SA i Elektrownia Ostrołęka SA w sprawie budowy i eksploatacji bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka SA

19 września 2016 r. Enea SA podpisała z Energa SA List Intencyjny dotyczący podjęcia współpracy przy przygotowaniu, realizacji i eksploatacji nowoczesnego bloku węglowego klasy 1.000 MW w Elektrowni Ostrołęka (Inwestycja, Ostrołęka C).
Intencją Stron jest wspólne wypracowanie efektywnego modelu biznesowego Ostrołęki C, weryfikacja jej dokumentacji projektowej oraz optymalizacja parametrów technicznych i ekonomicznych nowego bloku. Współpraca obejmuje także przeprowadzenie postępowania przetargowego dla wyłonienia generalnego wykonawcy Inwestycji.
W zgodnej opinii Stron realizacja Inwestycji wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo energetyczne Polski, będzie spełniała najwyższe standardy środowiskowe oraz zapewni kolejne stabilne, wysokosprawne i niskoemisyjne źródło energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.
8 grudnia 2016 r. Spółka zawarła Umowę Inwestycyjną dotyczącą realizacji projektu Ostrołęka C. Przedmiotem Umowy jest przygotowanie, budowa i eksploatacja bloku energetycznego, o którym mowa powyżej. Zgodnie z podpisaną Umową przebieg współpracy, co do zasady będzie zorganizowany w ramach trzech etapów: Etap Rozwoju - do czasu wydania polecenia rozpoczęcia prac dla generalnego wykonawcy, Etap Budowy - do czasu oddania Ostrołęki C do komercyjnej eksploatacji oraz Etap Eksploatacji - komercyjna eksploatacja Ostrołęki C. Po zakończeniu Etapu Rozwoju, Enea SA jest zobowiązana do uczestnictwa w Etapie Budowy przy założeniu, że spełniony jest warunek rentowności Projektu, a finansowanie Projektu nie naruszy kowenantów bankowych Spółki. Szacuje się, że łączne nakłady inwestycyjne Enea SA do zakończenia Etapu Rozwoju wyniosą ok. 128 mln zł. Do realizacji Inwestycji Energa SA zbędzie akcje spółki Elektrownia Ostrołęka SA, stanowiące 50% w kapitale zakładowym na rzecz Enea SA, w kwocie ok. 101 mln zł. Warunkiem zawieszającym wejście w życie Umowy Inwestycyjnej było uzyskanie zgody Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na nabyciu akcji spółki celowej do realizacji Projektu. Warunek ten został spełniony 11 stycznia 2017 r.
19 grudnia 2016 r. spółka celowa ogłosiła postępowanie przetargowe na wyłonienie generalnego wykonawcy budowy elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1.000 MW i o sprawności netto co najmniej 45% pracującego na parametrach nadkrytycznych pary. Elektrownia Ostrołęka SA przy realizacji określonych założeń (w tym przy odpowiednim udziale Enea SA, Energa SA oraz ewentualnych Inwestorów Finansowych) i zakładając wprowadzenie rynku mocy lub innych mechanizmów wsparcia, będzie w stanie podjąć się kompleksowej realizacji projektu.
1 lutego 2017 r. Enea SA zawarła z Energa SA Umowę Nabycia 24 980 926 Akcji Elektrowni Ostrołęka SA za łączną wartość 24 mln zł, obejmując tym samym 11,89% w kapitale zakładowym Spółki.
Na mocy powyższych umów Energa SA i Enea SA objęły wspólną kontrolę nad spółką Elektrownia Ostrołęka SA, z siedzibą w Ostrołęce, której celem działalności jest budowa i eksploatacja nowego bloku węglowego. Obie strony będą posiadały po 50% akcji Elektrowni Ostrołęka SA, oraz taką samą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu. W skład Zarządu oraz Rady Nadzorczej będzie wchodziła taka sama liczba przedstawicieli obu inwestorów. Decyzje dotyczące istotnych działań będą wymagały jednomyślnej zgody obu akcjonariuszy, którzy mają prawo do aktywów netto Elektrowni Ostrołęka SA. Biorąc powyższe pod uwagę inwestycja została zaklasyfikowana jako wspólne przedsięwzięcie i jest ujmowana metodą praw własności.
Elektrownia Ostrołęka SA jest spółką niepubliczną, w związku z czym nie istnieją notowane ceny rynkowe dla jej udziałów.
13 kwietnia 2017 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki Elektrownia Ostrołęka SA podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki z kwoty 210.100 tys. zł do kwoty 229.100 tys. zł poprzez emisję nowych akcji. W subskrypcji prywatnej Enea SA objęła 9.500.000 akcji w zamian za wkład pieniężny, który został wniesiony 28 kwietnia 2017 r. Po objęciu akcji nowej emisji Enea zwiększyła swój udział w kapitale zakładowym Elektrowni Ostrołęka SA do 15,1%. 27 czerwca 2017 r. Enea SA zawarła z Energa SA Umowę Nabycia 20.017.269 akcji Elektrowni Ostrołęka SA, za łączną wartość ok. 19,2 mln zł, zwiększając swój udział w kapitale zakładowym Elektrowni Ostrołęka SA do 23,79%.

Inwestycje kapitałowe

Nabycia akcji ENGIE Energia Polska SA (obecnie Enea Elektrownia Połaniec SA)

30 września 2016 r. Enea SA złożyła ofertę na zakup 100% akcji ENGIE Energia Polska SA (EEP, obecnie Enea Elektrownia Połaniec SA). Oferta została złożona w sposób określony w procesie, zainicjowanym przez ENGIE, właściciela 100% akcji EEP. 2 grudnia 2016 r. Spółka uzyskała wyłączność na dalsze prowadzenie negocjacji na zakup 100% akcji EEP. 23 grudnia 2016 r. Spółka podpisała z ENGIE International Holdings B.V. umowę warunkową sprzedaży 100% akcji EEP, a pośrednio również 100% udziałów w ENGIE Bioenergia sp. z o.o.

Zamknięcie transakcji uzależnione było od spełnienia następujących istotnych warunków zawieszających:

- uzyskania zgody Ministra Energii, zgodnie z Ustawą o kontroli niektórych inwestycji
- uzyskania zgody Prezesa UOKiK na koncentrację
- zrzeczenia się prawa pierwokupu przez Prezesa Agencji Nieruchomości Rolnych
- przeprowadzenia konwersji długu EEP wobec podmiotów z grupy ENGIE na kapitał w EEP

28 lutego 2017 r. Spółka powzięła informację o spełnieniu się ostatniego z ww. warunków co oznacza, że wszystkie ww. warunki zawieszające zostały spełnione. 2 marca 2017 r. Spółka otrzymała od ENGIE International Holdings B.V. wyliczenie wstępnej ceny sprzedaży 100% akcji EEP na poziomie 1.264.159.355 zł.

14 marca 2017 r. Emitent nabył 100% akcji EEP, tj. 7.135.000 akcji, uprawniających do takiej samej liczby głosów za wstępną cenę 1.264.159.355 zł. Szacowane koszty związane z nabyciem akcji wyniosły 3,9 mln zł. Transakcja ta wpisuje się w Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 r. zatwierdzoną we wrześniu 2016 r. Dzięki niej Grupa zwiększy udział w krajowej produkcji prądu i zostanie wiceliderem polskiego rynku wytwórców energii elektrycznej. W skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujęto alokację ceny nabycia na możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa netto.

W okresie od 14 marca do 30 czerwca 2017 r. Grupa EEP uzyskała przychody ze sprzedaży netto w wysokości 613.316 tys. zł i osiągnęła zysk netto w wysokości 46.078 tys. zł. Jeżeli połączenie miałoby miejsce 1 stycznia 2017 r., to według szacunków Zarządu skonsolidowane przychody netto ze sprzedaży za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2017 r. wyniosłyby 5.910.270 tys. zł, a skonsolidowany zysk netto wyniósłby 635.522 tys. zł.

Grupa EEP nie miała zobowiązań warunkowych wymagających rozpoznania w ramach rozliczenia połączenia.

Dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.

W związku z procesem pozyskiwania inwestorów kapitałowych przez Katowicki Holding Węglowy SA w lipcu 2016 r. Enea SA rozpoczęła rozmowy z potencjalnymi inwestorami dotyczące możliwości realizacji inwestycji oraz jej potencjalnych parametrów.

28 października 2016 r. Enea SA podpisała z Węglokoks SA i Towarzystwem Finansowym Silesia sp. z o.o. list intencyjny wyrażający wstępne zainteresowanie zaangażowaniem finansowym w Katowicki Holding Węglowy SA lub wybrane aktywa KHW.

W związku z zainteresowaniem Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. (PGG) nabyciem wybranych aktywów Katowickiego Holdingu Węglowego SA oraz rozpoczęciem procesu dokapitalizowania PGG, Enea SA przeprowadziła wraz z dotychczasowymi Udziałowcami PGG niezbędne analizy przedstawionego przez PGG Biznes Planu i wyraziła zainteresowanie zaangażowaniem kapitałowym w Polskiej Grupie Górniczej sp. z o.o.

30 marca 2017 r. Rada Nadzorcza Enea SA wyraziła zgodę na przystąpienie Spółki do Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. i objęcie przez nią nowych udziałów w kapitale PGG o wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł.

31 marca 2017 r. Spółka zawarła:

- umowę inwestycyjną określającą warunki inwestycji finansowej w PGG (Umowa Inwestycyjna)
- porozumienie dotyczące sprawowania wspólnej kontroli nad PGG (Porozumienie Inwestorów)

Umowa Inwestycyjna

Stronami Umowy Inwestycyjnej są: Enea SA, ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, PGNiG TERMIKA SA, Węglokoks SA, Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o., Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (Inwestorzy) oraz PGG. Umowa Inwestycyjna przewidywała, że PGG nabędzie wybrane aktywa górnicze od Katowickiego Holdingu Węglowego SA na podstawie umowy przyrzeczonej, której zawarcie nastąpiło 1 kwietnia 2017 r.

Umowa Inwestycyjna reguluje sposób przeprowadzenia inwestycji i przystąpienia Spółki do PGG, zasad funkcjonowania PGG oraz jej organów, a także zasady wyjścia stron z inwestycji w PGG.

W ramach dokapitalizowania PGG Enea SA zobowiązała się do objęcia nowych udziałów PGG o łącznej wartości nominalnej 300 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 300 mln zł w trzech etapach:

a) w ramach pierwszego etapu Spółka objęła nowe udziały PGG o wartości nominalnej 150 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 150 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka posiadała 4,39% udziału w kapitale zakładowym PGG. Pierwsze dokapitalizowanie nastąpiło w kwietniu 2017 r.

b) w ramach drugiego etapu Spółka objęła nowe udziały PGG o wartości nominalnej 60 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 60 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka posiada 5,81% udziału w kapitale zakładowym PGG. Drugie dokapitalizowanie nastąpiło w czerwcu 2017 r.

c) w ramach trzeciego etapu Spółka obejmie nowe udziały PGG o wartości nominalnej 90 mln zł w zamian za wkład pieniężny w kwocie 90 mln zł. Po objęciu tych udziałów Spółka będzie posiadała 7,66% udziału w kapitale zakładowym PGG. Trzecie dokapitalizowanie ma nastąpić w I kwartale 2018 r.

Umowa określa zasady powoływania członków Rady Nadzorczej, zgodnie z którymi każdy z Inwestorów oraz Skarb Państwa będzie uprawniony do powołania jednego członka w maksymalnie ośmioosobowej Radzie Nadzorczej.

Inwestycja wpisuje się w Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea, której jednym z elementów jest zabezpieczenie bazy surowcowej dla energetyki konwencjonalnej.

Porozumienie Inwestorów

Zgodnie z Porozumieniem Inwestorów Spółka objęła wspólnie z ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, PGNiG TERMIKA SA oraz Funduszem Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (Wspólnicy Kontrolujący) kontrolę nad PGG. Porozumienie Inwestorów reguluje sposób uzgadniania wspólnego stanowiska Wspólników Kontrolujących w zakresie decyzji dotyczących PGG.

Jednocześnie, 31 marca 2017 r. został rozwiązany list intencyjny podpisany 16 października 2016 r. przez Enea SA, Węglokoks SA i Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. dotyczący analizowanej wcześniej inwestycji kapitałowej w Katowicki Holding Węglowy SA.

Inwestycje kapitałowe

Oferta wstępna na EDF w Polsce

16 września 2016 r. Enea SA wraz z PGE SA, Energa SA oraz PGNiG Termika SA (Partnerzy Biznesowi) wspólnie złożyły EDF International SAS (EDF) wstępną, niewiążącą ofertę na zakup akcji i udziałów w spółkach należących do EDF w Polsce, posiadających konwencjonalne aktywa wytwórcze oraz prowadzących działalność usługową. 30 listopada 2016 r. Spółka wraz z Partnerami Biznesowymi złożyła EDF nową ofertę na zakup akcji i udziałów w spółkach należących do EDF w Polsce, posiadających konwencjonalne aktywa wytwórcze oraz prowadzących działalność usługową. Złożenie nowej oferty przez Partnerów Biznesowych nastąpiło w związku ze zbliżającym się terminem zakończenia obowiązywania oferty złożonej 16 września 2016 r.

27 stycznia 2017 r. Spółka wraz z Partnerami Biznesowymi podpisała porozumienie z EDF Investment SAS dotyczące prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce oraz badania due diligence w tym zakresie. Transakcja ta obejmuje nabycie wszystkich akcji EDF w EDF Polska SA, która jest w szczególności właścicielem 4 elektrociepłowni tj. Kraków, Gdańsk, Gdynia i Toruń oraz sieci dystrybucji ciepła w Toruniu, Elektrowni Rybnik, oraz nabycie wszystkich akcji EDF w ZEC "Kogeneracja" SA, która jest właścicielem 4 elektrociepłowni, tj. Wrocław, Zielona Góra, Czechnica i Zawidawie oraz sieci dystrybucji ciepła w Zielonej Górze, Siechnicach i Zawidawiu.

15 marca 2017 r. Partnerzy Biznesowi dokonali zmian w strukturze transakcji polegających na: 1) odstąpieniu PGNiG Termika SA od transakcji, 2) przejęciu dotychczas deklarowanego udziału PGNiG Termika SA w transakcji przez PGE SA, co skutkuje zwiększeniem udziału PGE SA w transakcji do 60%, 3) pozostawieniu udziałów Enea SA oraz Energa SA w transakcji na niezmienionym poziomie 20% dla każdej ze spółek. Zgodnie z ustaleniami powyższe zmiany w strukturze transakcji wymagały potwierdzenia braku sprzeciwu ze strony EDF.

11 maja 2017 r. Zarząd Enea SA podjął uchwałę o rezygnacji z udziału Spółki w transakcji nabycia polskich aktywów należących do EDF International SAS oraz EDF Investment II B.V.

Nabycie akcji Polimex – Mostostal SA

6 grudnia 2016 r. rozpoczęły się kierunkowe rozmowy prowadzone pomiędzy Enea SA i spółkami: Energa SA, PGE Polska Grupa Energetyczna SA, PGNiG SA (Inwestorzy) oraz pomiędzy Inwestorami, a spółką Polimex-Mostostal SA (Polimex). Celem tych rozmów było wypracowanie struktury potencjalnego zaangażowania kapitałowego Inwestorów w Polimex (Inwestycja) oraz wypracowanie potencjalnego modelu współpracy pomiędzy Inwestorami przy realizacji Inwestycji.

27 grudnia 2016 r. Enea SA zawarła wraz z Inwestorami oraz Polimex list intencyjny, w którym Inwestorzy wyrazili zamiar rozważenia potencjalnej inwestycji w Polimex oraz na podstawie którego przystąpili do rozmów z Polimex mających na celu wypracowanie szczegółowych parametrów transakcji. Jednocześnie w tym samym dniu, Spółka wraz z Inwestorami, skierowała do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wniosek o wydanie zgody przez Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Inwestorów wspólnej kontroli nad Polimex. Zgoda ta została wydana 18 stycznia 2017 r.

Jednocześnie również 18 stycznia 2017 r. Spółka zawarła z Inwestorami oraz z Polimex umowę inwestycyjną, na mocy której Inwestorzy zobowiązali się dokonać inwestycji w Polimex. Inwestycja polegała na objęciu przez Inwestorów łącznie 150 mln akcji wyemitowanych przez Polimex. Spółka zobowiązała się do objęcia 37,5 mln akcji nowej emisji za łączną cenę emisyjną 75 mln zł. Umowa została zawarta pod warunkami zawieszającymi szczegółowo opisanymi w raporcie bieżącym nr 2/2017. Wraz z ww. umową zostały zawarte umowy doprecyzowujące zasady współpracy oraz wzajemne prawa i obowiązki Inwestorów przy realizacji ww. inwestycji, jak również dodatkowe umowy dotyczące realizacji inwestycji, które zostały zawarte z wierzycielami oraz dotychczasowymi akcjonariuszami Polimex.

20 stycznia 2017 r., w związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających zastrzeżonych w umowie inwestycyjnej, o której mowa powyżej, Spółka przyjęła złożoną przez zarząd Polimex ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37,5 mln akcji, po cenie emisyjnej wynoszącej 2 zł za jedną akcje, tj. za łączną cenę emisyjną 75 mln zł. Dodatkowo, w wyniku wykonania jednej ze wskazanych powyżej umów dodatkowych, 20 stycznia 2017 r. Spółka nabyła 1,5 mln akcji Polimex od jej dotychczasowego akcjonariusza. Cena nabycia wszystkich akcji wyniosła 80,6 mln zł. Enea SA objęła udział 16,48%.

Umowa inwestycyjna umożliwia Inwestorom wpływ na politykę finansową i operacyjną Polimexu. Uprawnienia te są realizowane przez Radę Nadzorczą. W skład Rady Nadzorczej wchodzi 3 członków wskazanych przez Inwestorów. Ponadto Inwestorzy podpisali umowę dotyczącą inwestycji w Polimex (Porozumienie). Celem zawarcia Porozumienia jest zapewnienie zwiększonej kontroli nad Polimexem Inwestorom, którzy posiadają łącznie większościowy udział w głosach na Zgromadzeniu Wspólników Polimexu. Porozumienie zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimexu, w tym ustalanie składu osobowego Zarządu Polimexu. Z uwagi na wskazane powyżej uprawnienia Inwestorów, przekładające się na posiadanie znaczącego wpływu, udział w Polimexie został zaklasyfikowany jako jednostka stowarzyszona ujmowana metodą praw własności.

21 marca 2017 r. Inwestorzy ogłosili wezwanie do zapisywania się na akcje Polimex w związku z przekroczeniem (jako strony Porozumienia) progu 33% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polimex. Wezwanie ma charakter następczy, a Inwestorzy zamierzają nabyć w wezwaniu akcje w liczbie stanowiącej nadwyżkę ponad liczbę akcji aktualnie posiadanych przez Inwestorów (tj. łącznie 65,93% ogólnej liczby głosów Polimex) i zapewniającej osiągnięcie nie więcej niż 66% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polimex. W związku z wezwaniem każdy z Inwestorów (w tym Enea) zamierzał uzyskać nie więcej niż, w przybliżeniu, 0,018% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polimex. Wezwanie zostało rozliczone 28 kwietnia 2017 r. i w jego wyniku każdy z Inwestorów nabył 24 akcje Polimex. Aktualnie Spółka posiada 39.000.024 akcje Polimex, stanowiących 16,48% udziału w kapitale zakładowym Polimex. Wspólnie Inwestorzy posiadają 156.000.097 akcji, stanowiących 65,9% udziału w kapitale zakładowym Polimex.

Polimex jest notowaną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie spółką inżynieryjno-budowlaną, którą wyróżnia szeroki wachlarz usług świadczonych na zasadach generalnego wykonawstwa.

Grupa jest w trakcie prac związanych z alokacją ceny nabycia Polimexu.

WYTWARZANIE

- Wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o węgiel kamienny, biomasę, gaz, wiatr, wodę i biogaz
- Wytwarzanie ciepła
- Przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Obrót energią elektryczną

WYDOBYCIE

- Produkcja węgla kamiennego
- Sprzedaż węgla kamiennego
- Zabezpieczenie bazy surowcowej dla Grupy

DYSTRYBUCJA

- Dostarczanie energii elektrycznej
- Planowanie i zapewnianie rozbudowy sieci dystrybucyjnej
- Eksploatacja, konserwacja i remonty sieci dystrybucyjnej
- Zarządzanie danymi pomiarowymi

OBRÓT

Obrót detaliczny:

- Obrót energią elektryczną i paliwem gazowym na rynku detalicznym
- Oferta produktowa i usługowa dostosowana do potrzeb Klientów
- Całościowa Obsługa Klienta

Obrót hurtowy:

- Optymalizacja portfela kontraktów hurtowych energii elektrycznej i paliwa gazowego
- Działania na rynkach produktowych
- Zapewnienie dostępu do rynków hurtowych

Wydobycie

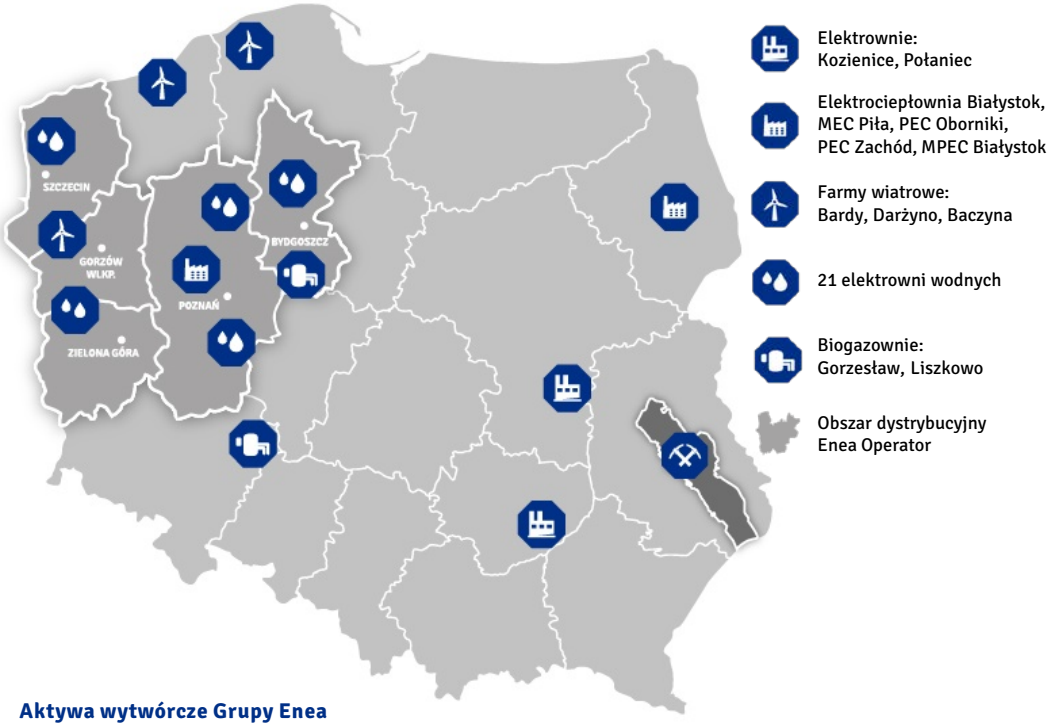
LW Bogdanka jest jednym z liderów rynku producentów węgla kamiennego w Polsce, wyróżniających się na tle branży pod względem osiąganych wyników finansowych, wydajności wydobycia węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych zakładających udostępnienie nowych złóż. Sprzedawany przez Spółkę węgiel kamienny energetyczny stosowany jest przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej, cieplnej i produkcji cementu. Odbiorcami Spółki są w głównej mierze firmy przemysłowe, przede wszystkim podmioty prowadzące działalność w branży elektroenergetycznej zlokalizowane we wschodniej i północno-wschodniej Polsce.

Wyszczególnienie	IH 2016	IH 2017	Zmiana	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	4 285	4 558	6,4%	1 950	2 136	9,5%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	4 379	4 662	6,5%	2 195	2 273	3,6%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	134	21	-84,3%	134	21	-84,3%
Długość wykonanych wyrobisk [km]	12,9	15,0	16,3%	6,1	6,9	13,1%

Obszar dystrybucyjny Enea Operator

Lubelskie Zagłębie Węglowe

Wytwarzanie



Aktywa wytwórcze Grupy Enea

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW_e]	Moc osiągana elektryczna [MW_e]	Moc zainstalowana cieplna [MW_t]
Elektrownia Kozienice	2 960,0	2 941,0 [1)]	105,0
Elektrownia Połaniec	1 837,0	1 882,0	130,0
Elektrociepłownia Białystok	203,5	156,6	383,7
Farmy Wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyna	70,1	70,1	-
Biogazownie Liszkowo i Gorzesław	3,8	3,8	3,1
Elektrownie Wodne	60,4	57,6	-
MEC Piła	10,0	10,0	151,3
PEC Oborniki	-	-	30,4
MPEC Białystok	-	-	185,0

1) Zwiększenie mocy osiągalnej na jednostkach wytwórczych nr 1 i 5

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – Enea Wytwarzanie

Wyszczególnienie	IH 2016	IH 2017	Zmiana	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	**6 807**	**6 645**	**-2,4%**	**3 456**	**3 183**	**-7,9%**
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh], w tym:	**6 529**	**6 434**	**-1,5%**	**3 331**	**3 092**	**-7,2%**
Enea Wytwarzanie (z wyłączeniem współspalania biomasy)	6 346	6 214	-2,1%	3 301	3 015	-8,7%
Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło (Elektrociepłownia Białystok - z wyłączeniem spalania biomasy)	148	185	25,0%	12	61	408,3%
MEC Piła	35	35	-	18	16	-11,1%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii [GWh], w tym:	**278**	**211**	**-24,1%**	**125**	**91**	**-27,2%**
Spalanie biomasy	141	40	-71,6%	68	9	-86,8%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (elektrownie wodne)	55	76	38,2%	23	35	52,2%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (farmy wiatrowe)	78	90	15,4%	33	44	33,3%
Enea Wytwarzanie - Segment OZE (biogazownie)	4	5	25,0%	1	3	200,0%
Produkcja ciepła [TJ]	**3 035**	**3 022**	**-0,4%**	**755**	**847**	**12,2%**

Produkcja energii elektrycznej i ciepła – Enea Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	IH 2016	IH 2017	14 marca – 30 czerwca 2017 r. (w GK Enea)	IIQ 2016	IIQ 2017
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	**4 912**	**4 447**	**2 692**	**2 584**	**2 398**
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych	3 867	3 368	2 050	2 048	1 844
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – zielony blok)	708	733	486	351	419
Enea Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)	337	346	156	185	135
Produkcja ciepła [TJ]	**1 207**	**1 247**	**702**	**571**	**594**

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez Enea Wytwarzanie

W I półroczu 2017 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice wyniosła 985,2 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią 532,0 GWh. Dodatkowo, w ramach działania Rynku Bilansującego, dokonano zakupu energii w wysokości 453,2 GWh. W Segmencie Ciepło wolumen zakupów w I półroczu 2017 r. wyniósł 17,2 GWh - zakup na Rynku Bilansującym to 12,1 GWh, zakup w obrocie to 5,3 GWh. Co do zasady obrót energią (sprzedaż = zakup) jest realizowany w ramach możliwości rynkowych gwarantujących osiągnięcie zakładanego efektu finansowego oraz w celu ograniczania skutków awarii. Zakup energii elektrycznej w ramach obrotu w I półroczu 2017 r. dotyczył głównie Elektrowni Kozienice i stanowił 54% całego zakupu energii. Zakup energii elektrycznej w ramach Rynku Bilansującego stanowił 46%. Zakup w ramach obrotu w Segmencie Ciepło wynikał z działań ograniczających koszty awarii jednostek wytwórczych i braku mocy dyspozycyjnej vs. zawarte kontrakty.

Wytwarzanie

Zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym przez Enea Elektrownia Połaniec

W I półroczu 2017 r. wolumenowa wysokość zakupów energii elektrycznej w Enea Elektrownia Połaniec wyniosła 1.364.5 GWh. Zakupów dokonano na potrzeby działalności w zakresie obrotu energią w ilości 635 GWh. Dodatkowo, w ramach mechanizmów Rynku Bilansującego, dokonano zakupu energii w ilości 729,5 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez Enea Wytwarzanie

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w Enea Wytwarzanie w I półroczu 2017 r. wyniósł 7.596 GWh. Sprzedaż była realizowana przez poszczególne segmenty w zależności od obowiązków ustawowych i zawartych umów.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach sprzedaży własnej w Elektrowni Kozienice

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach sprzedaży własnej w Elektrowni Kozienice w I półroczu 2017 r. wyniosła 7.185 GWh. W tym okresie Enea Wytwarzanie miała ustawowy obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej (art. 49a UPE), którą wykonała na poziomie 17,9%. Pozostała sprzedaż to sprzedaż w ramach Grupy Enea 79,4% oraz na rynek bilansujący (PSE SA) 2,7%.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu Ciepło

W Segmencie Ciepło sprzedaż energii elektrycznej w I półroczu 2017 r. wyniosła 240 GWh - sprzedaż w ramach Grupy Enea stanowiła 93,7%, sprzedaż w ramach rynku bilansującego (PSE SA) 4,1%, a sprzedaż do odbiorców końcowych wyniosła 2,2%.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Segmentu OZE

W Segmencie OZE sprzedaż energii elektrycznej w I półroczu 2017 r. wyniosła 171 GWh (poza Grupą Enea – 42%, w ramach Grupy Enea – 58%).

- **Sprzedaż energii elektrycznej w ramach obszaru Wiatr**

Wyszczególnienie	IH 2016	IH 2017	Zmiana
Cena stała [tys. zł]	12 841,743	15 273,907	18,94%
Cena średnioważona [zł/MWh]	165,44	169,33	2,35%

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek Zależnych

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach Spółek zależnych w I półroczu 2017 r. wyniosła 35 GWh.

Sprzedaż energii elektrycznej przez Enea Elektrownia Połaniec

W I półroczu 2017 r. wolumenowa wysokość sprzedaży energii elektrycznej w Enea Elektrownia Połaniec wyniosła 5.730 GWh, z czego 1.079 GWh to energia z OZE.

Zaopatrzenie w paliwa – Enea Wytwarzanie

Rodzaj paliwa	IH 2016		IH 2017		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [1] [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [1] [mln zł]	Ilość	Koszt [1]
Węgiel kamienny	2 924	605	3 265	672	11,7%	11,1%
Biomasa	233	44	99	13	-57,5%	-70,5%
Olej opałowy (ciężki) [2]	4	3	4	5	-	66,7%
Gaz [tys. m^3] [3]	9 052	13	8 863	10	-2,1%	-23,1%
RAZEM		**665**		**700**		**5,3%**

Enea Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny (miał energetyczny). Głównym dostawcą węgla dla Enei Wytwarzanie w I półroczu 2017 r. była spółka LW Bogdanka SA (ok. 88,6% dostaw). Ponadto, dostawy węgla były realizowane przez Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. (ok. 10,9% dostaw) oraz Jastrzębską Spółkę Węglową SA (ok. 0,5%). W Elektrowni Kozienice w I półroczu 2017 r. nie prowadzone było współspalanie biomasy.

Enea Wytwarzanie – Segment Ciepło

Podstawowymi paliwami używanymi w Enea Wytwarzanie w Segmencie Ciepło (Elektrociepłownia Białystok) są: węgiel i biomasa - głównie w postaci zrębki leśnej, zrębki z wierzby energetycznej, pozostałości z produkcji rolnej oraz peletu z łuski słonecznika. W I półroczu 2017 r. ilość dostarczonej biomasy wyniosła ponad 99 tys. ton, a dostawy realizowane były przez 10 podmiotów. Były one znacząco mniejsze niż w identycznych okresach w latach ubiegłych z powodu m.in. z remontu kapitalnego turbozespołu na bloku biomasowym. Ok. 10% biomasy dostarczone zostało na teren Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło transportem kolejowym. W I półroczu 2017 r. dostawy węgla do Enea Wytwarzanie - Segmencie Ciepło były realizowane w całości przez Katowicki Holding SA (obecnie: Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.).

Zaopatrzenie w węgiel – Enea Elektrownia Połaniec

Rodzaj paliwa	IH 2016		IH 2017		Zmiana	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [1] [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [1] [mln zł]	Ilość	Koszt [1]
Węgiel kamienny	1 449	311	1 589	308	9,7%	-1,0%
Biomasa	804	150	820	138	2,0%	-8,0%
Olej opałowy	3	4	3	6	-	50,0%
RAZEM		**465**		**452**		**-2,8%**

Głównym dostawcą węgla dla Elektrowni Połaniec w I półroczu 2017 r. była spółka LW Bogdanka SA.

Transport węgla – Enea Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Jedynym środkiem transportu wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w I półroczu 2017 r. był transport kolejowy. Przewoźnik PKP Cargo SA zrealizował ok. 98,1% dostaw. Od 11 czerwca 2017 r., zgodnie z zawartą umową, przewozy z kierunku śląskiego realizuje firma Koleje Czeskie sp. z o.o., która zrealizowała ok. 1,9% dostaw.

Enea Wytwarzanie – Segment Ciepło

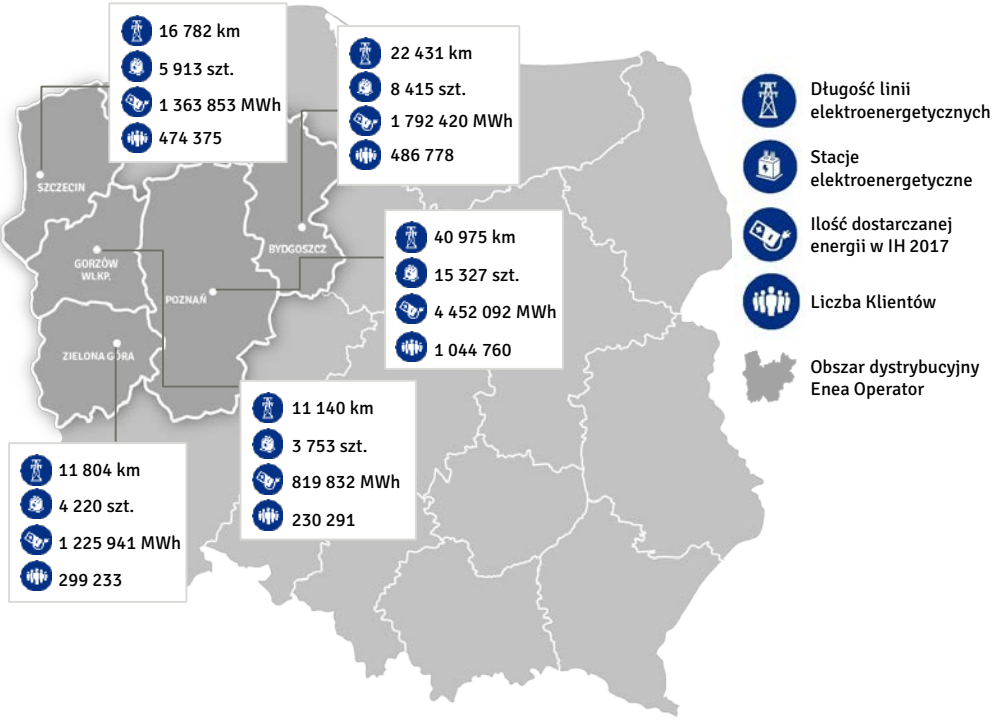
Dostawy węgla do Enea Wytwarzanie - Segment Ciepło w I półroczu 2017 r. były realizowane transportem kolejowym przez przewoźnika PKP Cargo SA. Ceny paliw uwzględniały koszty ich dostaw do źródła wytwórczego Elektrociepłownia Białystok.

Transport węgla – Enea Elektrownia Połaniec

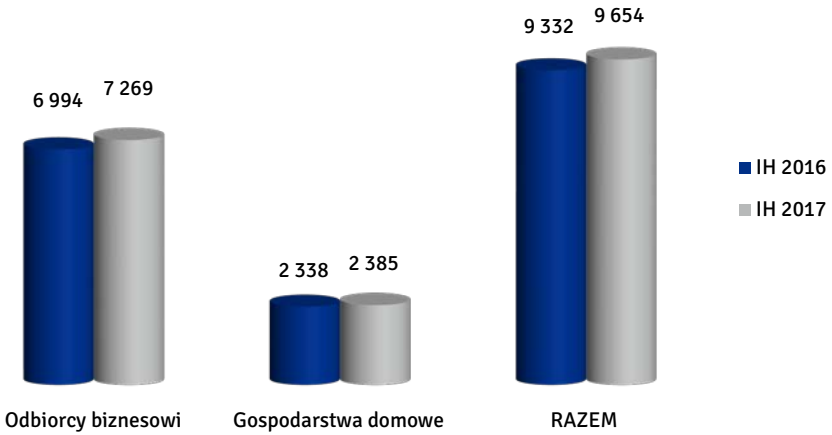
Transport węgla w Enea Elektrownia Połaniec w I półroczu 2017 r. realizowany był głównie przez PKP Cargo SA (ok. 66%) oraz CTL Logistics sp. z o.o. (ok. 30%), a ok. 4% dostaw realizowana była przez EPCT Silesia (ta ilość kupowana jest w formule DAP Połaniec).

1) Z transportem
2) Paliwo rozpałkowe w Elektrowni Kozienice
3) Używany do produkcji energii elektrycznej i cieplnej w MEC Piła oraz energii cieplnej w PEC Oborniki

Dystrybucja



Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Wskaźniki techniczne

Wyszczególnienie:	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	IH 2016	IH 2017	Zmiana
SAIDI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [minuty]	72,97	37,14	-49,10%	111,82	77,97	-30,27%
SAIFI przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi (WN, SN) [szt.]	1,00	0,73	-27,00%	1,71	1,49	-12,87%
Umowy zrealizowane w terminie ref. 18 m-cy - grupa IV [%]	86,17	97,76	11,59 p.p.	86,25	97,37	11,12 p.p.
Umowy zrealizowane w terminie ref. 18 m-cy - grupa V [%]	96,34	99,05	2,71 p.p.	94,96	97,71	2,75 p.p.

Pozostałe wskaźniki techniczne

Wyszczególnienie:	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	IH 2016	IH 2017	Zmiana
Wskaźnik strat sieciowych [%]	2,82	3,21	0,39 p.p.	6,75	5,85	-0,90 p.p.

Sprzedaż usług dystrybucyjnych i liczba odbiorców

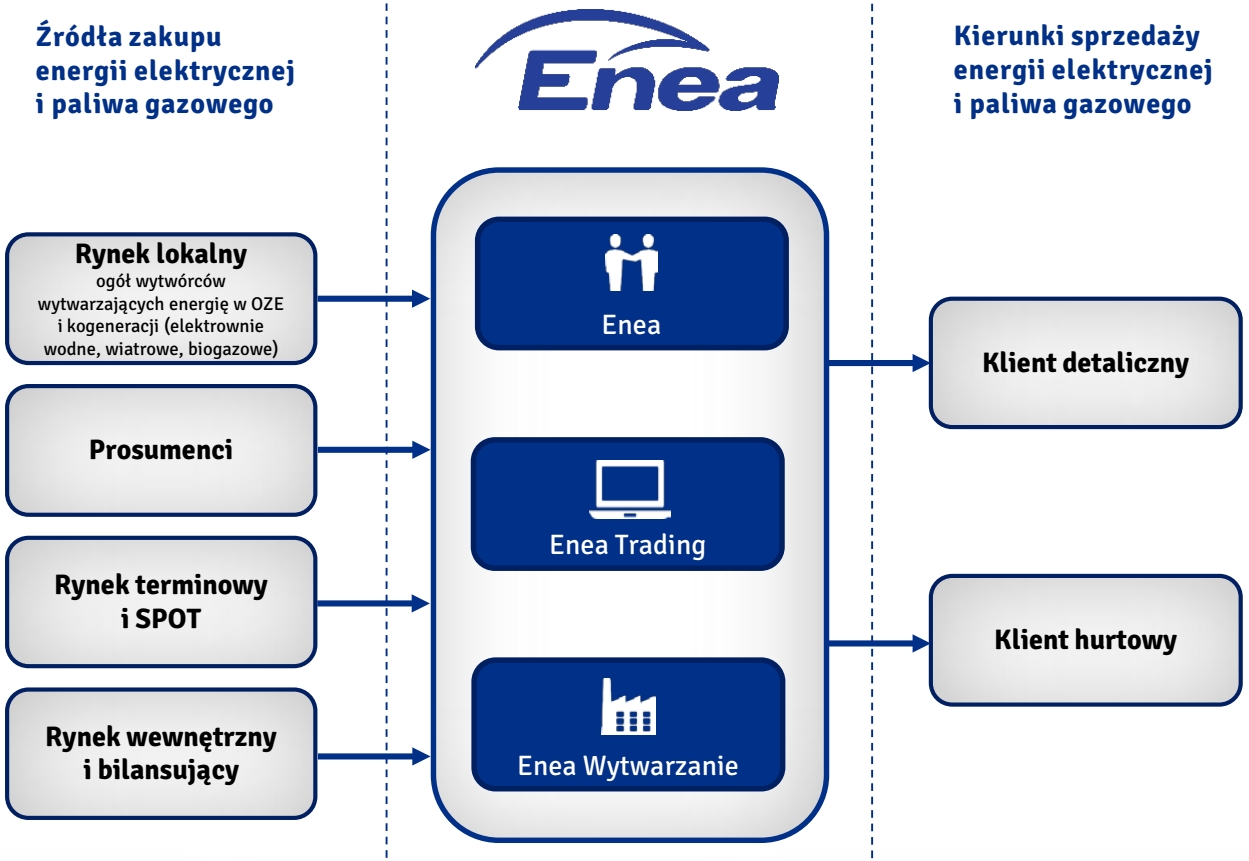
Wyszczególnienie:	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	IH 2016	IH 2017	Zmiana
Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]	4 604,7	4 679,3	1,62%	9 331,6	9 654,1	3,46%
Liczba odbiorców na koniec okresu [szt.]	2 503 124	2 535 437	1,29%	2 503 124	2 535 437	1,29%

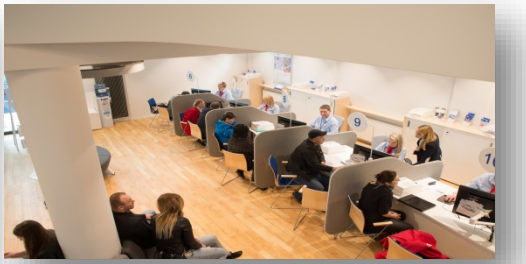
Obrót

32 nowoczesne Biura Obsługi Klienta

- Biuro Obsługi Klienta
- Obszar dystrybucyjny Enea Operator

Poniższy schemat prezentuje zależności operacyjne pomiędzy spółkami z Grupy Enea oraz partnerami biznesowymi i Klientami w obszarze Obrotu:



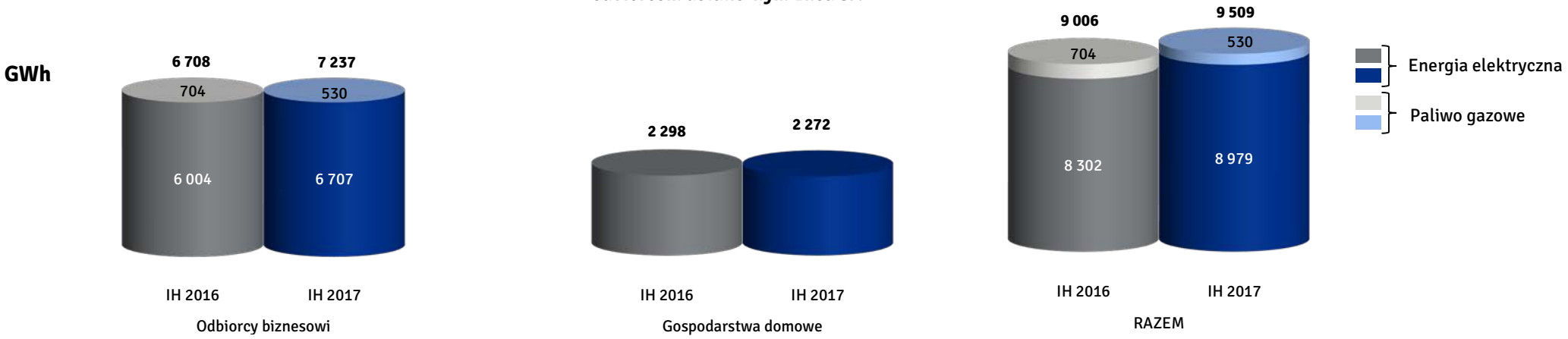


Obrót

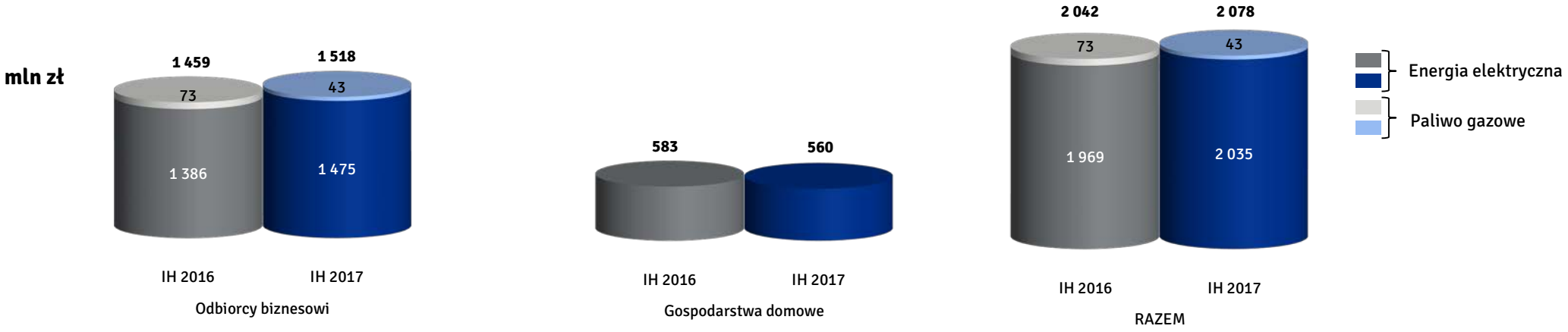
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym zrealizowana przez Enea SA

W I półroczu 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. nastąpił wzrost łącznego wolumenu sprzedaży o 503 GWh, tj. o ponad 5%. Wzrost wolumenu sprzedaży dotyczył energii elektrycznej i nastąpił w segmencie odbiorców biznesowych (o 703 GWh, tj. o blisko 12%). Natomiast w przypadku paliwa gazowego odnotowano spadek sprzedaży (o 174 GWh, tj. o blisko 25%), który wynikał głównie ze zmiany portfela odbiorców. Wzrost wolumenowy sprzedaży energii elektrycznej w segmencie odbiorców biznesowych przełożył się na zwiększenie łącznych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 66 mln zł, tj. o ponad 3%, w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. Natomiast spadek przychodów ze sprzedaży paliwa gazowego (o 30 mln zł) wynikał ze spadku zarówno wolumenu, jak i średniej ceny sprzedaży. W efekcie łączny przychód ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w I półroczu 2017 r. był o 36 mln zł wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym Enea SA



Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym Enea SA



Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 roku

Misja

Enea dostarcza stale doskonalone produkty i usługi, wyprzedzając oczekiwania Klientów dzięki zmotywowanym zespołom pracującym w przyjaznej, bezpiecznej i innowacyjnej organizacji

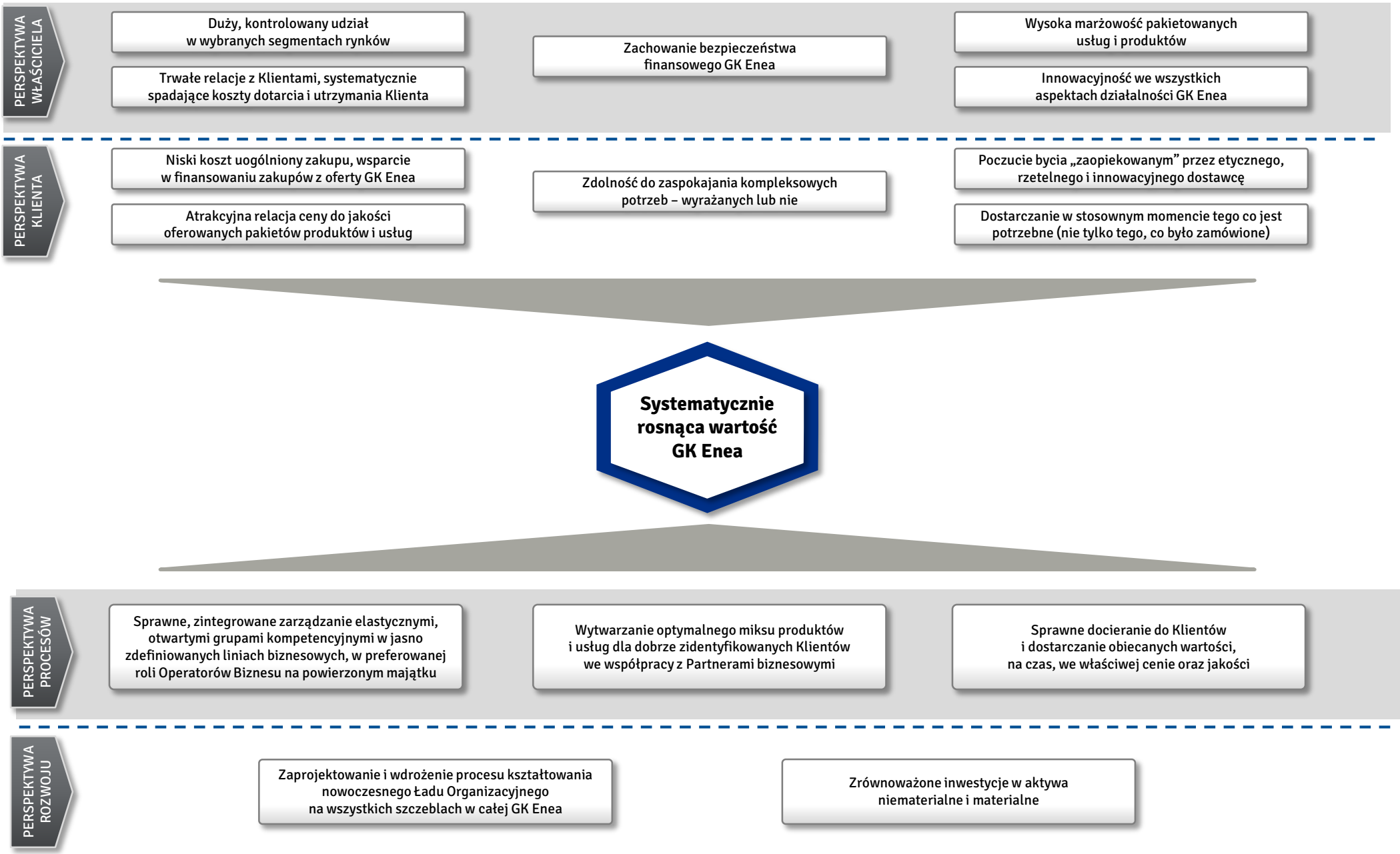
Wizja

Enea jest wiodącym dostawcą zintegrowanych produktów i usług surowcowo-energetycznych oraz innych innowacyjnych usług dla szerokiego grona Klientów, cenionym za jakość, kompleksowość i niezawodność

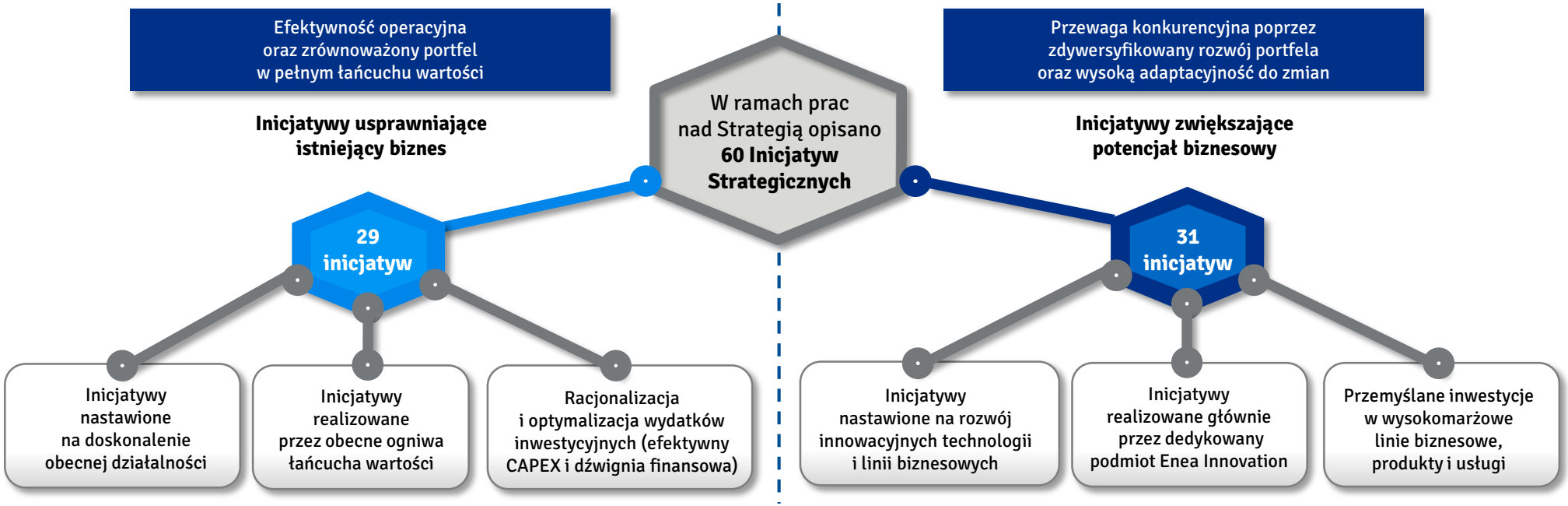
29 września 2016 r. Rada Nadzorcza Enei zatwierdziła dokument pn. „Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea w perspektywie do 2030 roku". Zdefiniowane w Strategii nowe kierunki rozwoju zakładają, że GK Enea będzie:

1. **INNOWACYJNA**: lider w identyfikacji, ocenie potencjału oraz wdrażaniu przedsięwzięć innowacyjnych na dużą skalę
2. **MULTIUSŁUGOWA**: zdywersyfikowany portfel świadczonych usług, stabilne źródła przychodów
3. **WYSOKOSPECJALISTYCZNA**: specjalistyczna wiedza, kompetencje oraz dojrzałość w działalności w sektorze surowcowo – energetycznym
4. **ODDZIAŁUJĄCA NA OTOCZENIE**: lider pozytywnych zmian w branży elektroenergetycznej w Polsce
5. **SKUTECZNIE WYKORZYSTUJĄCA SZANSE RYNKOWE**: analiza otoczenia zewnętrznego, elastyczne reagowanie na pojawiające się możliwości, kreator popytu na nowe dobra
6. **NIEZAWODNA**: istotny wkład w bezpieczeństwo energetyczne Polski

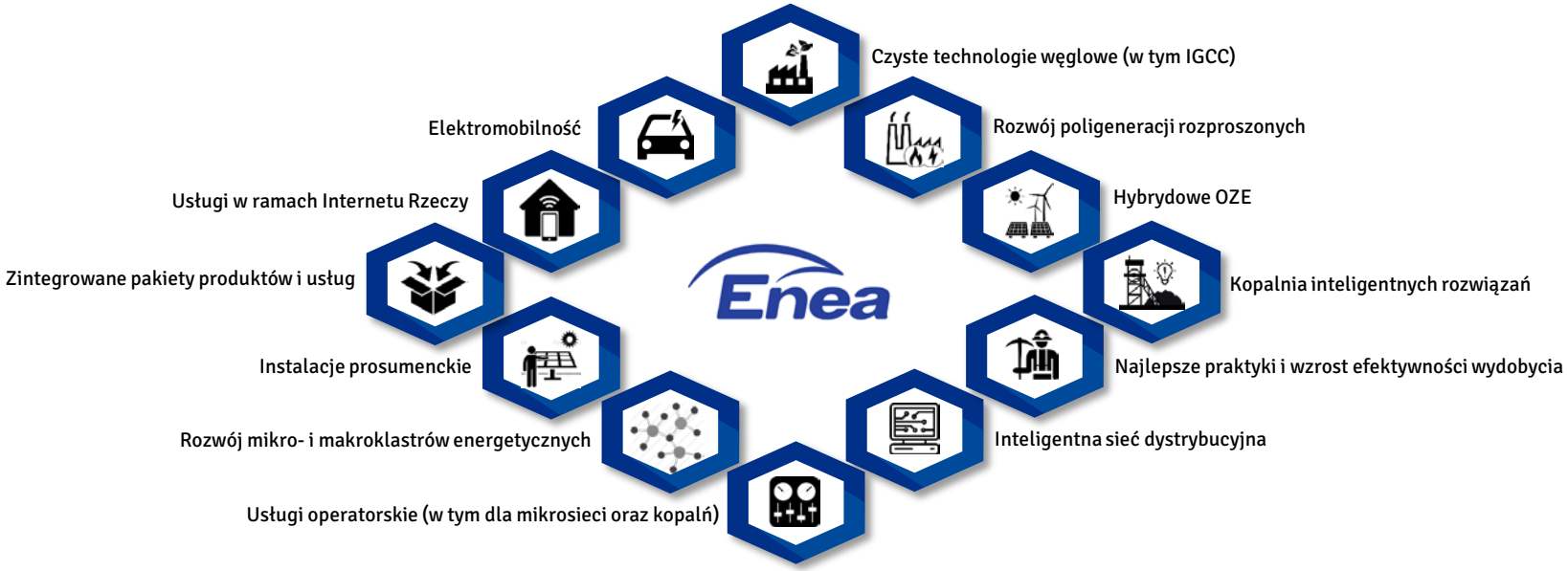
Celem nadrzędnym określonym w strategii jest wzrost wartości GK Enea dla akcjonariuszy. Dla uzyskania trwałej przewagi konkurencyjnej, Enea zdefiniowała 15 celów strategicznych w ramach czterech perspektyw.



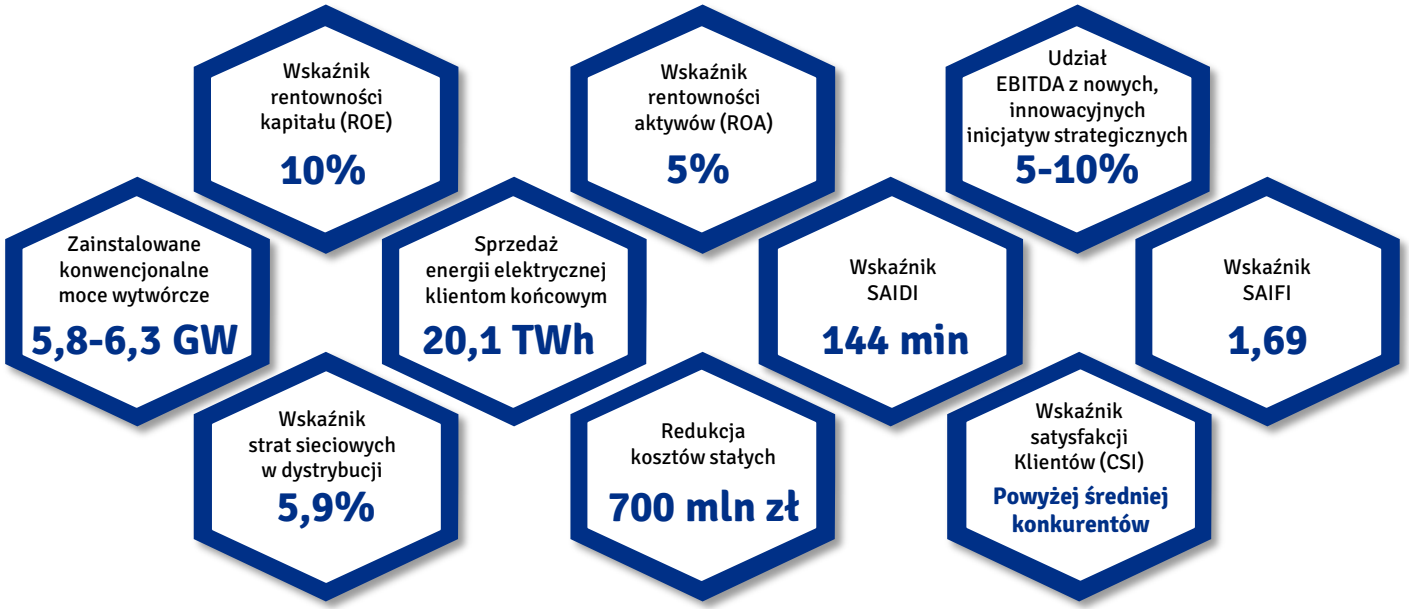
Enea zdefiniowała ponad 50% innowacyjnych inicjatyw zwiększających potencjał biznesowy ...



... których realizacja będzie wspierać m.in. rozwój innowacyjnych produktów, usług i linii biznesowych GK Enea



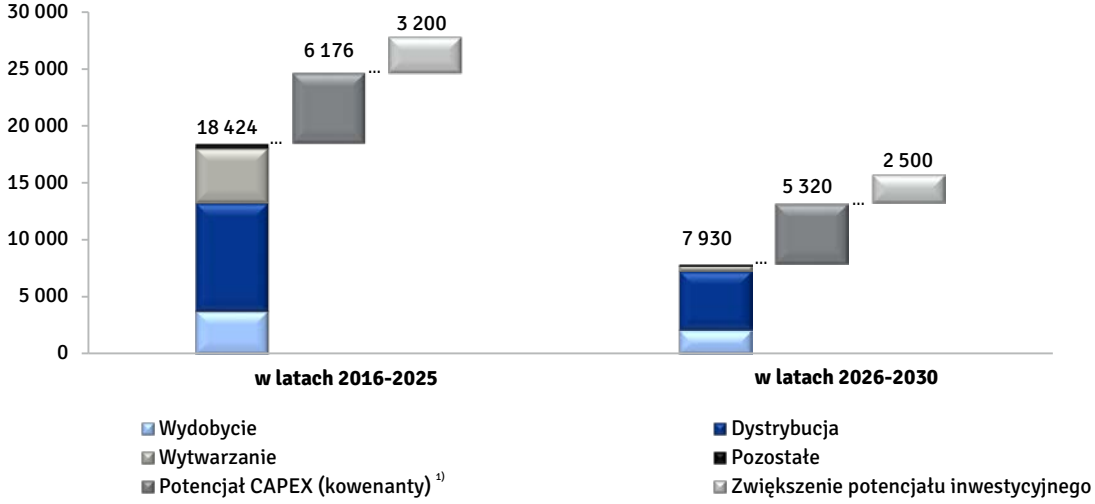
Wskaźniki GK Enea w wyniku realizacji Strategii



Podstawowy budżet inwestycyjny w wysokości 26,4 mld zł

Szacowane nakłady inwestycyjne GK Enea w latach 2016-2030 [mln zł, ceny bieżące]

Obszar	2016-2025	2026-2030
Wydobycie	3 712	2 080
Dystrybucja	9 501	5 193
Wytwarzanie	4 808	504
Pozostałe	403	153
Potencjał CAPEX [1)]	6 176	5 320
Zwiększenie potencjału inwestycyjnego [2)]	3 200	2 500
ŁĄCZNIE GK ENEA	**27 800**	**15 750**



1) Potencjał CAPEX zachowując wskaźnik dług netto / EBITDA na bezpiecznym poziomie
2) Zwiększenie potencjału inwestycyjnego o 5,7 mld zł w wyniku realizacji innowacyjnych inicjatyw strategicznych (wzrost EBITDA)

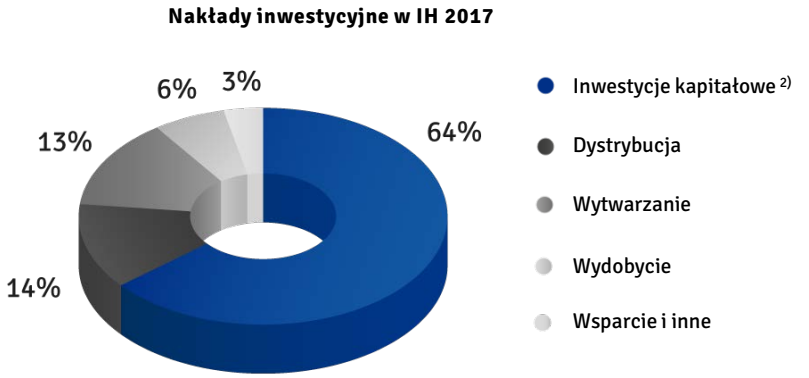
Perspektywy rozwoju w 2017 r.

Obszar	Perspektywa 2017 r. vs 2016 r.	Główne czynniki	Realizacja
Wydobycie	Neutralna	(+/-) Stabilizacja ceny węgla	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Budowa nowych chodników	(+) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Modernizacja majątku	(+) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Stała poprawa efektywności	(+) Podtrzymanie perspektywy
Energetyka konwencjonalna	Spadek	(-) Spadek cen energii	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(-) Niższy limit darmowych CO_2	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(-) Wzrost cen węgla	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(-) Spadek produkcji energii elektrycznej	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Optymalizacja procesów wewnętrznych	(+) Podtrzymanie perspektywy
Odnawialne Źródła Energii	Spadek	(-) Utrzymujący się poziom cen Praw Majątkowych OZE „zielonych”	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Wzrost ceny i wolumenu Praw Majątkowych OZE „błękitnych”	(+) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Wzrost produkcji energii elektrycznej	(+) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Optymalizacja kosztów obszaru OZE	(+) Podtrzymanie perspektywy
Dystrybucja	Spadek	(-) Spadek WACC o 0,042 p.p. do poziomu 5,633%	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(-) Koszty operacyjne modelowe zgodnie z opublikowanym przez URE dokumentem „Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016 – 2020”	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Optymalizacja zarządzania majątkiem oraz racjonalizacja usług obcych	(+) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Prace nad poprawą jakości usług (obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI)	(+) Podtrzymanie perspektywy
Obrót	Neutralna	(-) Wzrost konkurencji w obszarze obrotu	(-) Podtrzymanie perspektywy
		(+) Rozwój kanałów sprzedaży i oferty produktowej	(+) Podtrzymanie perspektywy
		(-) Postępująca erozja marży w segmencie obrotu	(-) Podtrzymanie perspektywy

Nakłady inwestycyjne w IH 2017

Nakłady inwestycyjne [mln zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana %	Plan 2017
Wytwarzanie	556,8	329,0	-40,9%	1 226,7
Dystrybucja	424,3	343,6	-19,0%	970,5
Wydobycie	152,7	139,0 [1)]	-9,0%	385,6
Wsparcie i inne	37,2	76,9	106,7%	172,5
Inwestycje kapitałowe [2)]	-	1 556,6	-	-
RAZEM	**1 171,0**	**2 445,1**	**108,8%**	**2 755,3 [3)]**

1) Kwota nie obejmuje 0,6 mln zł nakładów poniesionych w I półroczu 2017 r. przez spółki zależne LW Bogdanka SA
2) Nie ujęte w Planie rzeczowo-finansowym GK Enea
3) Kwota nakładów wynikająca z korekty Planu rzeczowo-finansowego GK Enea zatwierdzonego przez Radę Nadzorcza Enei uchwałą nr 38/IX/2017 z 29 czerwca 2017 r.



Inwestycje zrealizowane w IH 2017

Wydobycie

- Pozyskanie nowych koncesji:
  - ubieganie się o koncesję na wydobycie w obszarze Ostrów oraz K-6 i K-7
- Utrzymanie parku maszynowego - zakup i montaż maszyn oraz urządzeń oraz remonty okresowe, zakup i montaż przenośnika taśmowego oraz pozostałych urządzeń gotowych
- Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe:
  - wykonanie 15 km nowych wyrobisk
  - rozbudowa obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych
  - inwestycje odtworzeniowe w Zakładzie Przeróbki Mechanicznej Węgla, m.in. modernizacje konstrukcji stalowych i załadowni kamienia
  - zabudowa żurawia wieżowego

Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie:
- kolejne etapy budowy bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy 1.075 MW_e
- uruchomienie bloku nr 3 po modernizacji
- blok nr 4 - uzyskanie pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR)
- kontynuacja zabudowy instalacji SCR dla bloków nr 4-8
- uzyskanie pozwolenia na użytkowanie dla budowy oczyszczalni ścieków deszczowo-przemysłowych
- kontynuacja zabudowy instalacji SCR wraz z modernizacją elektrofiltrów dla bloków nr 9 i 10 w ramach programu modernizacji bloków 2 x 500 MW

Enea Elektrownia Połaniec:
- wykonanie połączenia między instalacją SCR a kotłem dla bloków nr 7 i 2

Dystrybucja

- Zakończenie realizacji szeregu inwestycji na średnim napięciu związanych z rozbudową, automatyzacją i modernizacją stacji oraz sieci elektroenergetycznych
- Kontynuacja istniejących i rozpoczęcie nowych inwestycji, których realizacja będzie prowadzona w trakcie 2017 r. i w latach następnych
- Kontynuacja usprawniania procesów przyłączania Klientów do sieci elektroenergetycznej
- Kontynuacja rozwoju narzędzi informatycznych wspomagających zarządzanie siecią

Inwestycje planowane do końca 2017 r. w ramach aktualnie posiadanych aktywów

Wydobycie

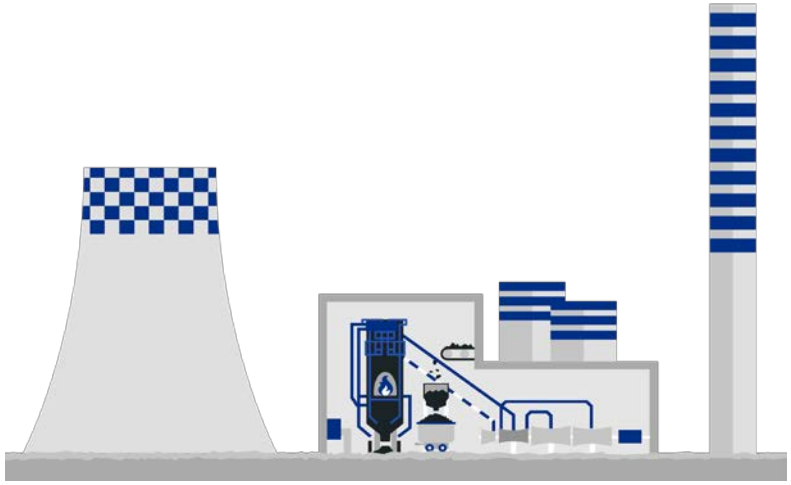
Inwestycje rozwojowe	Pozyskanie nowych koncesji: • kontynuacja procesu ubiegania się o uzyskanie koncesji w obszarach K-6, K-7 oraz „Ostrów” • rozpoczęcie prac rozpoznawczych w „Orzechowie” Utrzymanie parku maszynowego: • zakup i montaż nowych maszyn i urządzeń • modernizacje i remonty maszyn i urządzeń
Inwestycje operacyjne	Nowe wyrobiska i modernizacja istniejących: • wykonanie wyrobisk, głównie chodników przyścianowych, przecinek ścianowych oraz pozostałych wyrobisk technologicznych i udostępniających, umożliwiających eksploatację ścian • modernizacje wyrobisk górniczych
Inne inwestycje	Inne inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe: • rozbudowa obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych w Bogdance • kontynuacja prac związanych z Zintegrowanym systemem zarządzania produkcją oraz projektem „Kopalnia Inteligentnych Rozwiązań”

Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie	**Nowe**	• Modernizacja bloku nr 8 • Modernizacja bloku nr 10
	Kontynuowane	• Budowa bloku energetycznego nr 11 (zakończenie w 2017 r.) • Zabudowa instalacji odazotowania spalin – SCR dla bloków nr 4-8 (zakończenie w 2017 r.) • Zabudowa instalacji odazotowania spalin SCR dla bloków nr 9-10 (zakończenie w 2018 r.) • Modernizacja składowiska żużla i popiołu
	Segment Ciepło	• Zabudowa instalacji odsiarczania spalin kotłów K7 i K8 (zakończenie w 2017 r.)
	Segment OZE	• Poszukiwanie okazyjnych projektów inwestycyjnych i akwizycyjnych
Enea Elektrownia Połaniec		• Zabudowa instalacji SCR dla bloków nr 2, 3, 7 (zakończenie w 2017 r.) i dla bloku nr 4 (zakończenie w 2018 r.)

Dystrybucja

Realizowane kluczowe inwestycje	• Kontynuacja programu rozwoju rozwiązań sieci inteligentnych (AMI) w zakresie pilotażu inteligentnych liczników i instalacji liczników bilansujących
	• Kontynuacja programu poprawy niezawodności pracy sieci
	• Kontynuacja projektu System Informacji o Sieci
	• Budowa i modernizacja szeregu elementów infrastruktury sieciowej, takich jak linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz stacje transformatorowe, w tym m.in.:
	  • Przebudowa GPZ Kostrzyn
	  • Przebudowa GPZ Jachcice
	  • Przebudowa GPZ Wronki
	  • Przebudowa GPZ Piła Południe
	  • Przebudowa GPZ Żary
	  • Przebudowa linii 110 kV Morzyczyn – Drawski Młyn (w tym Dobiegniew – Krzęcin)
	  • Przebudowa linii 110 kV Zielomyśl– Międzyrzecz
	  • Przebudowa linii 110 kV Górzyca – Słubice
	  • Przebudowa linii 110 kV Dąbie – Morzyczyn
	  • Przebudowa linii 110 kV Gryfino – Żydowce
	  • Przebudowa linii 110 kV Glinki – Żelechowo
	  • Budowa GPZ Choszczno II i GPZ Recz
	  • Budowa GPZ Garbary oraz budowa linii 110 kV Garbary – Cytadela, Garbary - EC Karolin
	  • Budowa RS Garaszewo oraz budowa linii 110 kV Kromolice – Nagradowice, Kromolice – Gądki, Kromolice – Swarzędz
	  • Budowa linii 110 kV Piła Krzewina – Miasteczko Krajeńskie oraz przebudowa GPZ Miasteczko Krajeńskie



Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych

	Inwestycja	Status projektu	CAPEX IH 2017 [mln zł]	Całkowity CAPEX [mln zł]	Zaawansowanie prac (%)	Planowany termin zakończenia

Enea Wytwarzanie	Budowa bloku energetycznego nr 11 o mocy 1.075 MW	W II kwartale 2017 r. zakończono następujące prace na terenie budowy:
		• Zimne rozruchy:
		  • systemu czyszczenia kondensatora
		  • systemu oleju rozpałkowego
		  • systemu para – woda
		  • systemu zdmuchiwaczy
		  • systemu palników głównych
		  • systemu młynów i podajników węglowych
		• Chemiczne czyszczenie układów wodno-parowych
		• Instalacja gaśnicza HI-FOG wraz z detekcją i sterowaniem w obrębie palników kotłowych
		• Montaż mechaniczny pompy cyrkulacyjnej
		• Próby funkcjonalne i rozruch na zimno systemu odżużlania i odpopielania
		• Próby funkcjonalne systemów para – woda
			212,9	5 744,6	98%	2017

	Instalacja Odsiarczania Spalin IOS IV	Przekazane do eksploatacji zostały: jednostka główna IOS IV, kanały spalin, wentylatory wspomagające, komin nr 3, zasilanie IOS IV. Wszystkie urządzenia i instalacje pracują zgodnie z założonymi w umowach parametrami technicznymi. Pozostaje jedynie do wykonania zakres związany z redukcją parametru ChZT „chemicznego zapotrzebowania na tlen" w ściekach oczyszczonych z instalacji IOS IV	0	288,3	99%	2016
	Modernizacja bloku nr 3	28 marca 2017 r. blok nr 3 został przekazany do eksploatacji	10,3	14,1	100%	2017
	Modernizacja bloku nr 8	6 marca 2017 r. blok nr 8 został przekazany do modernizacji. Postój bloku zakończył się 21 lipca 2017 r.	8,7	13,8	85%	2017
	Modernizacja bloku nr 9 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	W 2018 r. planowana jest modernizacja bloku nr 9. Aktualnie przygotowywane są zakresy rzeczowe i dokumenty przetargowe dotyczące prac związanych z tą modernizacją. Podpisana została umowa na część turbinową i kotłową	0	90,0	1%	2018
	Modernizacja ujęcia wody chłodzącej - próg stabilizujący na rzece Wiśle	Projekt znajduje się w fazie przygotowania do realizacji. Obecnie trwa proces uzyskiwania decyzji środowiskowej	0,4	33,0	2%	2017
	Zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP - 1650 bloków nr 9 i 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	30 września 2016 r. podpisano umowę z firmą Rafako na wykonanie zabudowy instalacji katalitycznego odazotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP - 1650 bloków nr 9 i 10. Zawarto Umowę na usługę Inżyniera Umowy	3,9	314,2	8%	2017
	Zabudowa instalacji odazotowania spalin - SCR dla bloków nr 4-8	Zakończono budowę instalacji odazotowania spalin SCR na blokach nr 4, 5, 6 i 7 oraz części wspólnej dla instalacji SCR dla bloków nr 4-8. Aktualnie wykonywana jest instalacja SCR dla bloku nr 8. Trwają przygotowania do ruchu próbnego i regulacyjnego	21,6	203,7	98%	2017
	Zabudowa instalacji odsiarczania spalin kotłów K7 i K8	Zawarto Umowę z NFOŚiGW na dofinansowanie inwestycji w formie kredytu. 2 lutego 2016 r. wybrano Inżyniera Umowy. 28 kwietnia 2016 r. uprawomocniło się pozwolenie na budowę IOS K7 i K8. Trwa realizacja projektu. Rozpoczęto rozruchy instalacji	22,8	105,5	80%	2017
	Modernizacja bloku nr 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW	21 lipca 2017 r. odstawiono blok do modernizacji. Zakończenie modernizacji planowane jest na 15 grudnia 2017 r.	2,5	88,1	12%	2018
Enea Elektrownia Połaniec	Zabudowa instalacji SCR - bloki nr 2, 3, 7	Zakończenie podłączenia części zewnętrznej na blokach nr 7 i 2. Strojenie układu na bloku nr 7	4,0	157,5	91%	2017
	Zabudowa instalacji SCR – blok nr 4	Trwają prace wykonawcze części zewnętrznej instalacji odazotowania spalin SCR na bloku nr 4	0	34,4	55%	2018

Obszar Handlu Detalicznego

Działania zrealizowane w IH 2017

- Wdrożenie systemu analitycznego wspomagającego prognozowanie i zarządzanie portfelem zakupowo-sprzedażowym
- Zakończenie badań i publikacja wyników satysfakcji Klienta
- Realizacja wiosennej promocji programu lojalnościowego Strefa Zakupów
- Wprowadzenie oferty „ENERGIA+ Rodzina”
- Uruchomienie promocji „Miesiąc Energii Gratis”
- Wprowadzenie usług audytów energetycznych dla dużych przedsiębiorców
- Przeprowadzenie kampanii w celu pozyskania kontaktów Klientów
- Uruchomienie akcji edukacyjno-informacyjnej ostrzegającej przed nieuczciwymi sprzedawcami energii
- Promowanie elektronicznego Biura Obsługi Klienta (eBOK)

Działania do zrealizowania do końca 2017 r.

- Monitorowanie satysfakcji i jakości obsługi Klienta
- Prowadzenie kampanii marketingowych promujących ofertę
- Promowanie nowych narzędzi komunikacji i obsługi
- Rozwijanie programu lojalnościowego dla Klientów (Strefa Zakupów)
- Wprowadzenie nowych produktów dla gospodarstw domowych i Klientów biznesowych

Obszar Obsługi Klienta

- Zakończenie wdrożenia pierwszego etapu multikanałowej platformy Contact Center, które przełożyło się na wzrost niezawodności / bezpieczeństwa funkcjonowania zdalnych kanałów obsługi Klienta
- Uruchomienie nowego kanału kontaktu - czat
- Zakończenie postępowania na wybór wykonawców projektów wielobranżowych, dostawców mebli, systemu kolejkowego dla wszystkich planowanych wizualizacji Biur Obsługi Klienta
- Otwarcie zwizualizowanych biur obsługi klienta w Chojnicach oraz CH Pestka w Poznaniu
- Zakończenie opracowania koncepcji funkcjonowania obszarów Pionu Wsparcia i Pionu Rozliczeń w zakresie definiowania procesów oraz określenia zmian w ich realizacji
- Zakończenie pierwszego etapu rozwoju elektronicznej obsługi Klientów w zakresie uruchomienia nowych podstron obsługowych
- Zakończenie prac związanych z opracowaniem zapotrzebowania i wymagań dotyczących funkcjonowania systemu bilingowego obsługi paliwa gazowego

- Wizualizacja wybranych Biur Obsługi Klienta
- Wzrost jakości i zakresu świadczonej obsługi poprzez zdalne kanały kontaktu osiągnięty poprzez zwiększenie katalogu spraw Klienta realizowanych przy pierwszym kontakcie
- Zakończenie wdrożenia drugiego i trzeciego etapu multikanałowej platformy Contact Center, dzięki której Klientom zostanie udostępniony nowy kanał kontaktu - serwis samoobsługowy IVR (Interactive Voice Response)
- Rozpoczęcie drugiego etapu rozwoju elektronicznej obsługi Klientów w zakresie wyboru wykonawcy zmian systemowych, opracowanie projektów, ich oprogramowanie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności w eBOK
- W ramach inicjatywy Prosta Obsługa Klienta, planowane wdrożenie nowego czytelnego dla Klienta wzoru faktury za energię oraz nowych szablonów pism w prostej polszczyźnie dla spójnej i przyjaznej komunikacji z Klientami i Urzędami
- Wybór wykonawcy systemu bilingowego paliwa gazowego, podpisanie umowy z wykonawcą oraz rozpoczęcie prac nad wdrożeniem systemu

Obszar Handlu Hurtowego

- Opracowanie metodyki analizy skutków projektowanego mechanizmu rynku mocy
- Udoskonalenie modelu cenowych ścieżek długoterminowych dla produktów notowanych na rynkach hurtowych
- Zawarcie umów ramowych umożliwiających transakcje z Eneą Elektrownią Połaniec (EEP) dotyczących energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO_2 oraz aktualizacja umowy na prawa majątkowe
- Adaptacja do zmian wynikających ze zwiększenia aktywów wytwórczych w Grupie Enea w zakresie doskonalenia narzędzi i metod zarządzania portfelem i zabezpieczenia pozycji w ramach pełnego łańcucha wartości dodanej
- Koordynacja zasad planowania i kontraktacji wynikająca z rozszerzenia portfela paliw
- Integracja działalności EEP w strukturach GK Enea. Przejęcie funkcji Operatora Handlowo Technicznego w komunikacji z PSE SA po uprzednim zapewnieniu dostępu do rynku hurtowego
- Przejęcie funkcji zaopatrzenia EEP w paliwa (węgiel, biomasa, olej opałowy)
- Uzgodnienie warunków dostaw węgla na 2018 r. dla ok. 75% zapotrzebowania Enei Wytwarzanie i EEP
- Rozpoczęcie współpracy z PGG w zakresie zagospodarowania mułów i flotokoncentratów

- Opracowanie modelu kontraktacji energii elektrycznej z OZE dla instalacji o mocach zainstalowanych od 500kW wzwyż, po ustaniu obowiązku zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego, tj. od 1 stycznia 2018 r.
- Doskonalenie narzędzi i modeli analitycznych wspierających hedging oraz proprietary trading na rynkach krajowych oraz zagranicznych
- Opracowanie modelu fundamentalnego cenowych ścieżek długoterminowych dla węgla kamiennego
- Rozwój narzędzi wspomagających generację rozproszoną w związku ze zmianami mechanizmu wsparcia źródeł odnawialnych wchodzących w życie po 1 stycznia 2018 r.
- Kontraktacja dostaw paliw produkcyjnych pod planowaną produkcję energii elektrycznej na 2018 r.
- Rozwój narzędzi pozwalających na efektywną działalność prop-tradingową w obszarze krótkoterminowych operacji transgranicznych
- Dalsza integracja EEP stopniowo obejmująca kolejne aspekty działalności. Kontynuacja kontraktacji dostaw paliw produkcyjnych pod planowaną produkcję energii elektrycznej na 2018 r.
- Wykonanie analiz i prac koncepcyjnych dla potrzeb zmiany modelu zakupów węgla
- Optymalizacja logistyki paliw

Źródła finansowania programu inwestycyjnego

Enea SA finansuje program inwestycyjny wykorzystując nadwyżki finansowe z prowadzonej działalności gospodarczej oraz zadłużenie zewnętrzne. Grupa Kapitałowa Enea realizuje model finansowania inwestycji, w którym Enea SA pozyskuje zewnętrzne źródła finansowania i dystrybuuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach Enea SA będzie koncentrować się na zapewnieniu odpowiedniej dywersyfikacji zewnętrznych źródeł finansowania dla inwestycji zaplanowanych w Strategii Grupy Kapitałowej Enea w celu optymalizowania wysokości kosztów i terminów spłaty zadłużenia.

Umowa programowa w sprawie programu emisji obligacji do kwoty 3 mld zł

Enea SA posiada zawartą umowę programową dot. programu emisji obligacji do kwoty 3 mld zł z bankami pełniącymi funkcję Gwarantów emisji, tj.: PKO BP SA, Bankiem Pekao SA, BZ WBK SA oraz Bankiem Handlowym w Warszawie SA. Finansowanie jest niezabezpieczone na aktywach Grupy Kapitałowej Enea. Środki pozyskane z tego programu są przeznaczone na realizację projektów inwestycyjnych w Grupie Enea, w tym m.in. na budowę opalanego węglem kamiennym bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy elektrycznej 1.075 MW_e brutto, która jest realizowana w ramach działalności Enea Wytwarzanie. W I półroczu br. Enea SA wyemitowała w ramach niniejszego programu IX serię obligacji w wysokości 140 mln zł. Na 30 czerwca 2017 r. wartość wyemitowanych w ramach ww. Programu obligacji wynosiła łącznie 2.091 mln zł.

70% Stopień wykorzystania źródła finansowania

Umowa programowa w sprawie programu emisji obligacji do kwoty 5 mld zł

30 czerwca 2014 r. Enea SA zawarła umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 5 mld zł z bankami pełniącymi rolę dealerów: ING Bankiem Śląskim SA, PKO BP SA, Bankiem Pekao SA i mBankiem SA. W ramach Programu Enea może emitować obligacje o okresie zapadalności do 10 lat, a Banki dealerzy zobowiązani są dochować należytej staranności przy oferowaniu nabycia obligacji inwestorom rynkowym. W I półroczu br. Enea SA nie emitowała obligacji w ramach niniejszego programu. Na 30 czerwca 2017 r. wartość wyemitowanych w ramach ww. Programu obligacji wynosiła łącznie 1.500 mln zł.

30% Stopień wykorzystania źródła finansowania

Umowy programowe w sprawie programu emisji obligacji gwarantowane przez BGK

15 maja 2014 r. Enea SA zawarła umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 1 mld zł gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego. Finansowanie jest niezabezpieczone na aktywach Grupy Kapitałowej Enea. Środki z tego programu są przeznaczone m.in. na realizacje inwestycji przez Enea SA i podmioty zależne.
Enea SA wyemitowała w ramach powyższego Programu obligacje w pełnej kwocie Programu, tj. w wysokości 1 mld zł. Okres wykupu obligacji wynosi maksymalnie 12,5 roku od terminu ich emisji. Oprocentowanie oparte jest o zmienną stawkę WIBOR powiększoną o marżę.
3 grudnia 2015 r. Enea SA zawarła kolejną umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 700 mln zł gwarantowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego. Środki z tego programu są przeznaczone m.in. na realizacje inwestycji i finansowanie bieżącej działalności przez Enea SA i podmioty zależne. Na 30 czerwca 2017 r. Enea SA wyemitowała w ramach tego Programu obligacje o wartości 150 mln zł.

68% Stopień wykorzystania źródła finansowania

Kredyty inwestycyjne udzielone przez Europejski Bank Inwestycyjny

18 października 2012 r. Enea SA zawarła umowę finansową z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI), na mocy której Spółce został udzielony kredyt w kwocie 950 mln zł lub jej równowartości w euro (transza „A"). 19 czerwca 2013 r. została zawarta z EBI kolejna umowa kredytu (transza „B") na kwotę 475 mln zł. Środki w łącznej kwocie 1.425 mln zł pozyskane z kredytu przeznaczone są na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego dot. modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych Enea Operator. Okres spłaty kredytu wynosi do 15 lat od planowanej daty wypłaty środków. W ramach transzy „A" i „B" Enea SA dokonała wypłaty środków z kredytu w całości, tj. w wysokości 1.425 mln zł w 4 odrębnych kwotach uruchamianych od września 2013 r. do lipca 2015 r. Waluta uruchomionego kredytu to złoty polski, oprocentowanie zmienne, oparte na stawce WIBOR dla depozytów 6-miesięcznych powiększone o marżę Banku. W przypadku jednego uruchomienia oprocentowanie zostało oparte na stałej stopie procentowej.
29 maja 2015 r. zawarta została kolejna umowa kredytu, na mocy której EBI udostępnił Spółce nowe finansowanie w wysokości 946 mln zł lub jej równowartości w euro (transza „C"). Środki pozyskane z kredytu będą przeznaczane na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego w celu modernizacji i rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej Enea Operator. Finansowanie jest niezabezpieczone na aktywach Grupy Kapitałowej Enea. Oprocentowanie jest zmienne oparte na stawce WIBOR dla depozytów 6-miesięcznych powiększone o marżę Banku. Transze będą spłacane w ratach, a ostateczna spłata nastąpi w grudniu 2031 r. W styczniu 2017 r. dokonano uruchomienia transzy kredytu w wysokości 250 mln zł. Na 30 czerwca 2017 r. wysokość wykorzystanego kredytu w ramach transzy „C" wynosiła 450 mln zł.

79% Stopień wykorzystania źródła finansowania

Źródła finansowania programu inwestycyjnego LW Bogdanka - umowy programowe w sprawie programu emisji obligacji LW Bogdanka SA

Na 30 czerwca 2017 r. Spółka posiadała Umowę Programową z 23 września 2013 r. dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 300 mln zł, która została zawarta z bankiem Polska Kasa Opieki SA. Łączna wartość wyemitowanych obligacji w ramach tej Umowy wynosi 300 mln zł. Kwartalne terminy wymagalności wykupu obligacji w łącznej wysokości 300 mln zł przypadają w 2018 r. Ponadto, w trakcie I półrocza 2017 r. obowiązywała druga Umowa Programowa z 30 czerwca 2014 r. 10 marca 2017 r. Spółka podpisała aneks do Umowy Programowej z 30 czerwca 2014 r., w ramach którego okres obowiązywania Programu dla Transzy nr 1 został przesunięty z 31 grudnia 2019 r. na 30 marca 2017 r. W związku z tym wszystkie obligacje wyemitowane w ramach Transzy nr 1 w łącznej wysokości 300 mln zł zostały wykupione 30 marca 2017 r., a tym samym obowiązywanie Umowy Programowej uległo zakończeniu.

100% Stopień wykorzystania źródła finansowania

Emisja papierów wartościowych Enea SA w 2017 r.

Spółki Grupy Kapitałowej Enea wyemitowały w 2017 r. papiery wartościowe w łącznej kwocie 540 mln zł. Zadłużenie nominalne z tytułu wyemitowanych przez Enea SA obligacji na 30 czerwca 2017 r. wyniosło łącznie 4.741 mln zł.

Udzielone poręczenia i gwarancje

W trakcie I półrocza 2017 r. spółki z Grupy Kapitałowej Enea nie udzielały poręczeń i gwarancji o wartości odpowiadającej co najmniej 10% kapitałów własnych Enea SA.

Na 30 czerwca 2017 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez Enea SA na zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej Enea wyniosła 207.598,8 tys. zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie Enea SA i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z Grupy Kapitałowej Enea wyniosła 28.745,2 tys. zł.

Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W ramach realizacji Polityki Zarządzania Ryzykiem Stóp Procentowych, w okresie sześciu miesięcy 2017 r. Enea SA nie zawierała transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej (Interest Rate Swap).

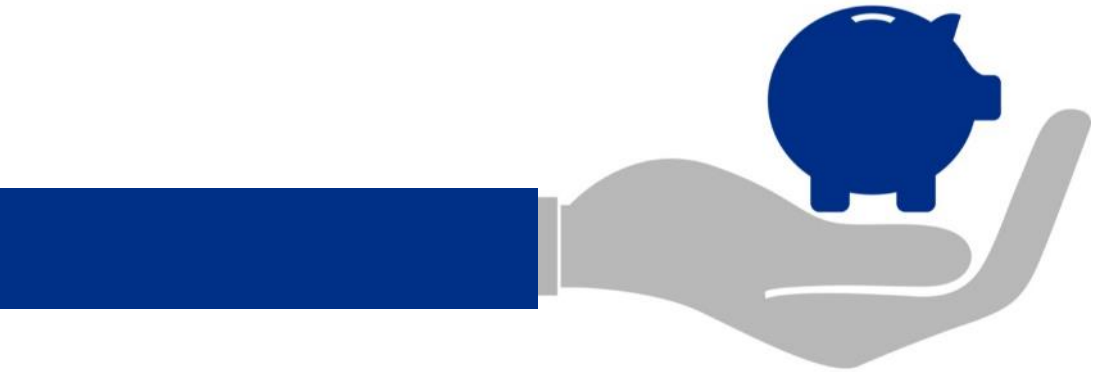
Umowy istotne dla działalności Grupy Kapitałowej Enea

W I półroczu 2017 r., jak również do dnia sporządzania niniejszego raportu, spółki z Grupy Kapitałowej Enea nie zawierały umów istotnych dla działalności Grupy.

Transakcje z podmiotami powiązanymi

W okresie styczeń – czerwiec 2017 r. Enea oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych.

Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi zawartych przez Enea lub jednostkę od niej zależną znajdują się w nocie 21 do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2017 r.



Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych

3 mld zł - Program Emisji Obligacji z 8 września 2012 r. Enea Wytwarzanie

Na 30 czerwca 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 2.091 mln zł.

1.425 mln zł - Obligacje Enea Operator

Program w całości wykorzystany przez Enea Operator. Oprocentowanie obligacji w zależności od serii jest oparte na stałej lub zmiennej stopie procentowej. Obligacje są wykupowane w ratach od czerwca 2017 r., a ostateczny termin wykupu przypada na czerwiec 2030 r.

1 mld zł - Umowa Programowa z 17 lutego 2015 r. Enea Wytwarzanie

17 lutego 2015 r. pomiędzy Enea Wytwarzanie, Enea oraz PKO Bankiem Polskim została zawarta Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 760 mln zł. 3 czerwca 2015 r. został zawarty do niej aneks, na podstawie którego strony zwiększyły kwotę Programu do wysokości 1 mld zł. 31 marca 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 1 mld zł - program w całości wykorzystany przez Enea Wytwarzanie.

946 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji z 7 lipca 2015 r. Enea Operator

Wykonawcza Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 946 mln zł została zawarta pomiędzy Enea jako gwarantem, Enea Operator jako emitentem oraz PKO Bankiem Polskim jako agentem. W ramach umowy 28 marca 2017 r. został zawarty aneks wydłużający dostępność środków z Programu do 29 grudnia 2017 r. Termin wykupu obligacji – ratalny, jednak nie później niż 15 lat od daty emisji. Oprocentowanie obligacji może być stałe lub zmienne oparte o stawkę WIBOR powiększoną o marżę, z rewizją oprocentowania po 4 lub 5 latach. Na 30 czerwca 2017 r. Enea Operator wyemitował w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 450 mln zł.

740 mln zł - Umowa Programu Emisji Obligacji Enea Wytwarzanie

Na 30 czerwca 2017 r. Enea Wytwarzanie wyemitowała w ramach ww. Programu obligacje w łącznej wysokości 350 mln zł.

260 mln zł - Umowa Programowa z 12 sierpnia 2014 r. Enea Wytwarzanie

Program w całości wykorzystany przez Enea Wytwarzanie. Oprocentowanie obligacji oparte jest na stałej stopie procentowej. Obligacje będą wykupowane w ratach od września 2017 r. do grudnia 2026 r.

360 mln zł – Umowa Programu Emisji Obligacji z 18 lipca 2016 r. Enea Operator

Wykonawcza Umowa Programu Emisji Obligacji na kwotę 360 mln zł została zawarta pomiędzy Enea jako gwarantem, Enea Operator jako emitentem oraz PKO Bankiem Polskim jako agentem. W ramach umowy Enea Operator może przeprowadzić jednokrotną emisję obligacji. 28 lipca 2016 r. Enea Operator wyemitowała obligacje w kwocie 360 mln zł na zmiennej stopie procentowej WIBOR 3M plus marża. Termin wykupu przypada w grudniu 2017 r.

Pozostałe umowy

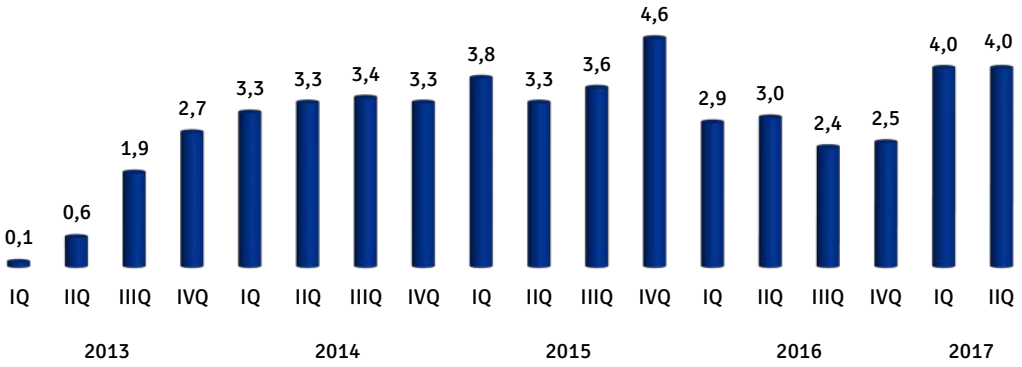
Enea SA w latach ubiegłych zawarła także wewnątrzgrupowe umowy programowe emisji obligacji ze spółkami zależnymi, które służą finansowaniu inwestycji w segmencie OZE i segmencie Ciepło. Programy te są w całości wykorzystane i wykupowane w ratach. Łączna kwota obligacji do wykupu w ramach tych programów na 30 czerwca 2017 r. wynosiła 89,7 mln zł.

Sytuacja makroekonomiczna

Działalność Grupy Kapitałowej Enea skupiona jest zasadniczo na terytorium Polski. Tym samym kluczowym czynnikiem makroekonomicznym wpływającym zarówno na osiągane wyniki, jak i sytuację finansową jest tempo rozwoju oraz ogólna kondycja polskiej gospodarki.

Według wstępnych/szacunkowych danych Departamentu Strategii Rozwoju Ministerstwa Rozwoju (MR) po sześciu pierwszych miesiącach 2017 r. tempo wzrostu gospodarczego wyniosło 4,0%, tj. o 1,3 p.p. więcej niż w 2016 r.

Dynamika PKB 2013-2017 [%]



W I półroczu 2017 r. spożycie ogółem wzrosło o 3,9% a nakłady brutto na środki trwałe uległy zmniejszeniu o 0,4 p.p. Produkcja sprzedana przemysłu zwiększyła się w tym okresie o 5,7% a produkcja budowlano – montażowa uległa zwiększeniu o 7,6%. Z kolei inflacja w okresie sprawozdawczym wyniosła 1,9% w ujęciu r/r.

Zgodnie z prognozami MR tempo wzrostu produktu krajowego brutto w 2017 r. wyniesie 3,6%, co oznacza, że będzie ono zdecydowanie wyższe niż w roku poprzednim, kiedy to tempo wzrostu PKB wyniosło 2,7%.

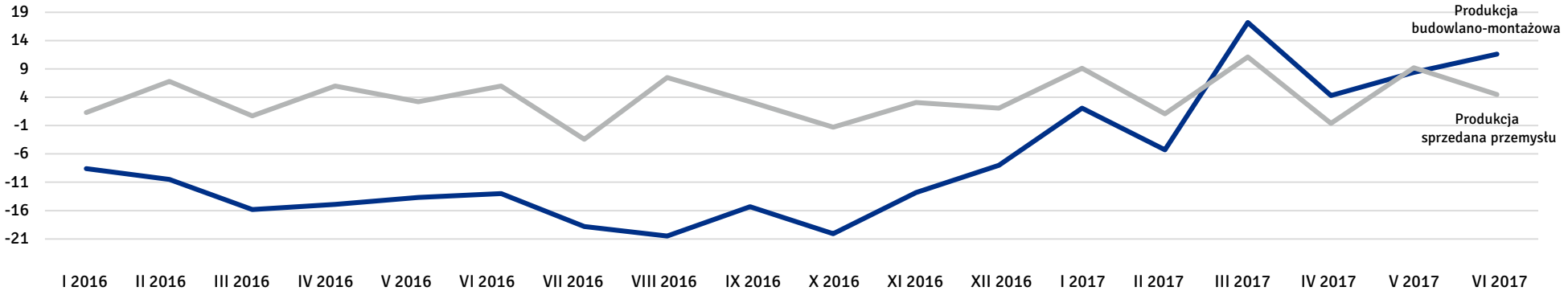
W 2017 r. spożycie ogółem wzrośnie o 3,9% względem nieznacznie niższego poziomu (3,6%) w całym 2016 r. Z kolei nakłady brutto na środki trwałe wzrosną o 7,2% w porównaniu do nakładów brutto na środki trwałe na poziomie (-) 7,9% poniesionych w trakcie 2016 r.

Zgodnie z prognozami MR produkcja sprzedana przemysłu wzrośnie o 6,5% względem 2016 r. Z kolei produkcja budowlano montażowa wzrośnie w 2017 r. o 7,0% względem poprzedniego roku. Inflacja wyniesie 1,8% w porównaniu do deflacji na poziomie 0,6% w 2016 r.

Poniżej zamieszczono podsumowanie głównych wskaźników makroekonomicznych charakteryzujących krajową gospodarkę w latach 2015-2017.

Wyszczególnienie	j.m.	2015	2016	2017
PKB	zmiana w %	3,9	2,7	3,6
Spożycie ogółem	zmiana w %	3,0	3,6	3,9
Nakłady brutto na środki trwałe	zmiana w %	6,1	-7,9	7,2
Produkcja sprzedana przemysłu	zmiana w %	6,0	3,1	6,5
Produkcja budowlano - montażowa	zmiana w %	3,7	-14,1	7,0
Inflacja	w %	-0,9	-0,6	1,8

Dynamika produkcji krajowej 2016-2017 [%]



Źródło: Opracowanie MR – Podstawowe wskaźniki makroekonomiczne Polska (czerwiec 2017 r.)

Ramy prawne funkcjonowania rynku energetycznego

Otoczenie regulacyjne

Podstawą prawną funkcjonowania rynku energii w Polsce jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia).

Jednocześnie wraz z wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, polskie prawodawstwo dotyczące rynku energii zostało dostosowane do prawodawstwa europejskiego, w tym przede wszystkim Dyrektywy UE o zasadach wspólnego rynku energii elektrycznej.

Centralnym organem administracji rządowej powołanym na mocy ustawy Prawo energetyczne do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Celem Prezesa Urzędu Regulacji jest regulacja działalności wytwórców, dystrybutorów i spółek obrotu energią zgodnie z ustawą Prawo energetyczne i założeniami polityki energetycznej państwa przy jednoczesnym dążeniu do równoważenia interesów poszczególnych uczestników rynku energii.

Działalność Enea SA prowadzona jest w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej, zarówno na poziomie krajowym, jak również Unii Europejskiej. Uregulowania prawne w zakresie energetyki są często pochodną decyzji o charakterze politycznym, dlatego istnieje ryzyko częstych zmian w tym zakresie, których Spółka nie jest w stanie przewidzieć, a które mogą w konsekwencji skutkować brakiem spójności i jednolitości przepisów, na podstawie których Enea SA prowadzi działalność.

Zmiany w obszarze otoczenia regulacyjnego

Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

W I półroczu 2015 r. Prezydent RP podpisał ustawę o odnawialnych źródłach energii. Celem ustawy jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska, m.in. w wyniku efektywnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Ustawa zakłada m.in. osiągnięcie co najmniej 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. Enea SA będzie tzw. sprzedawcą zobowiązanym, czyli podmiotem zobligowanym do zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE, przyłączonych do sieci Enea Operator sp. z o.o.

29 grudnia 2015 r. Sejm uchwalił, po uwzględnieniu poprawek Senatu, ostateczną treść ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z 2015 r., poz. 2365).

Celem ww. nowelizacji, która weszła w życie 31 grudnia 2015 r. jest odroczenie o 6 miesięcy wejścia w życie przepisów rozdziału 4 ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r., poz. 478; dalej jako: ustawa o OZE), a w szczególności kwestii związanych z uruchomieniem systemu aukcyjnego do zakupu energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii oraz mechanizmów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacjach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW. Zaproponowano dokonanie zmian w przepisach ustawy o OZE, czyniących możliwym skorzystanie z dotychczasowych przepisów do 30 czerwca 2016 r., zaś nowych regulacji – od 1 lipca 2016 r.

Nowelizacja ustawy w sposób ostateczny rozstrzyga dwie kwestie:

- świadectwa pochodzenia nie przysługują dla energii elektrycznej wytwarzanej od 1 stycznia 2016 r. w instalacjach o mocy większej niż 5 MW wykorzystujących do wytworzenia tej energii hydroenergię
- świadectwa pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5 przysługują dla energii elektrycznej wytworzonej od 1 stycznia 2016 r. w instalacjach spalania wielopaliwowego z wyłączeniem energii elektrycznej wytworzonej w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego

1 lipca 2016 r. weszła w życie ustawa z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 925). Celem ww. ustawy jest usunięcie wątpliwości interpretacyjnych prawnych i redakcyjnych przepisów, które nie weszły w życie w ustawie z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478 i 2365), w szczególności art. 41 ustawy OZE.

Dodatkowo w każdej grupie będą przeprowadzane aukcje dla niżej wymienionych, zdefiniowanych koszyków:

1. o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, łącznej bez względu na źródło pochodzenia, większym niż 3.504 MWh/MW/rok
2. wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów
3. w których emisja CO_2 jest nie większa niż 100 kg/MWh, o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej większym niż 3.504 MWh/MW/rok
4. przez członków klastra energii
5. przez członków spółdzielni energetycznej
6. wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej
7. innej niż wymieniona w pkt 1–6

16 lipca 2016 r. weszła w życie ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U z 2016 r. poz. 961). Spośród najważniejszych uregulowań wprowadzonych na mocy ww. ustawy, należy wyróżnić następujące:

1. Lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, o którym mowa w art. 4 ustawy z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2016 r. poz. 778 i 904).
2. Ustanowienie wymogu lokalizacyjnego (art. 4 ust. 1 i 2 ww. ustawy) polegającego na zakazie budowy elektrowni wiatrowej w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność jej wysokości mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatami (całkowita wysokość elektrowni wiatrowej) od następujących elementów otoczenia:
   - budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład którego wchodzi funkcja mieszkaniowa,
   - form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-3 i 5 w ustawie z 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2015 r. poz. 1651, 1688 i 1936),
   - leśnych kompleksów promocyjnych, o których mowa w art. 13b ust. 1 ustawy z 28 września 1991 r. o lasach (Dz. U. z 2015 r. poz. 2100),

   przy czym ustanawianie tych form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych nie wymaga zachowania odległości, o której mowa powyżej.
3. Dokonanie zmiany kwalifikacji wszystkich elementów elektrowni wiatrowej jako budowli opodatkowanej stałym podatkiem od budowli.

Powyższe regulacje wymusiły na Spółce podjęcie decyzji o dokonaniu w 2016 r. odpisów aktualizujących bilansową wartość aktywów z obszaru zajmującego się wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych (obszar Wytwarzania, segment Odnawialnych Źródeł Energii - obszar Wiatr) w wysokości 98,2 mln zł.

Nowelizacja ustawy o OZE

14 sierpnia 2017 r. Prezydent RP podpisał nowelizację ustawy z 20 lutego 2015 r. o OZE. Jak wskazano w uzasadnieniu do projektu ustawy jej celem jest wprowadzenie rozwiązania ułatwiającego zrównoważony rozwój w obszarze odnawialnych źródeł energii poprzez zmianę wysokości jednostkowej opłaty, będącej elementem pozwalającym na uelastycznienie rynku zielonych certyfikatów, oraz – w perspektywie długoterminowej – zmniejszenie nadpodaży certyfikatów na tym rynku. Powyższy cel ma zostać osiągnięty w szczególności poprzez „urynkowienie" poziomu tzw. opłaty zastępczej.

Na mocy nowelizacji zrezygnowano ze stałej wartości opłaty zastępczej, a w to miejsce powiązano jej wysokość z rynkowymi cenami praw majątkowych wynikających ze świadectwa pochodzenia. Dodatkowo, zmianie uległa opłata (sposób jej wyznaczenia) za wpis do rejestru świadectw pochodzenia.

Ustawa z 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne

2 sierpnia 2017 r. Prezydent RP podpisał ustawę Prawo wodne. Ustawa ta zastępuje obowiązującą ustawę z 2001 r., która reguluje gospodarowanie wodami, w tym kształtowanie i ochronę zasobów wodnych, korzystanie z wód oraz zarządzanie zasobami wodnymi, sprawy własności wód oraz gruntów pokrytych wodami, a także zasady gospodarowania tymi składnikami w odniesieniu do majątku Skarbu Państwa. Zmiana ustawy związana jest z implementacją wymagań dyrektywy Parlamentu Europejskiego ustanawiającej ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej. Ustawa likwiduje zwolnienia z opłat z tytułu gospodarczego wykorzystania wody do celów energetycznych, jak również wprowadza dodatkowe opłaty z tego tytułu począwszy od 2018 r.

Projekt ustawy o rynku mocy

W lipcu 2017 r. do Sejmu RP został przekazy projekt ustawy o rynku mocy. Głównym celem przygotowywanych przepisów jest zapewnienie ciągłości i stabilności dostaw energii elektrycznej dla przemysłu i gospodarstw domowych. Rynek mocy ma stworzyć efekt zachęty do podejmowania decyzji inwestycyjnych i modernizacyjnych w energetyce. Projekt ustawy o rynku mocy odnosi się do wdrożenia rynku mocy. Rynek ten będzie dotyczył tzw. mocy dyspozycyjnej netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii. Zgodnie z projektem ustawy celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie średnio- i długoterminowym – tzw. wystarczalności mocy wytwórczych. Głównym elementem rynku mocy mają być aukcje, które będą organizowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zgodnie z projektem koszty rynku mocy mają ponosić odbiorcy końcowi energii w postaci dodatkowej opłaty.

Projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

W I połowie 2017 r. Ministerstwo Energii opublikowało projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Zgodnie z proponowanymi zapisami dużą rolę w rozwoju kluczowej dla rozwoju elektromobilności infrastruktury ładowania mają wziąć na siebie Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD). Zgodnie z projektem ww. ustawy Operator Systemu Dystrybucyjnego zostanie zobowiązany do przygotowania programu dotyczącego ogólnodostępnych punktów ładowania na obszarach określonych w ustawie. W przypadku nierozstrzygnięcia przewidzianych przez ustawę konkursów na operatorów infrastruktury OSD będzie zobowiązany do wybudowania i zarządzania ogólnodostępnym punktem ładowania. Nowa ustawa nakładać będzie na OSD obowiązek przygotowania w gminach położonych na obszarze swojego działania programu budowy ogólnodostępnych punktów ładowania oraz związanych z tą budową przedsięwzięć niezbędnych do przyłączenia tych punktów do sieci. Projekt ustawy przewiduje przy tym liczne ulgi i zachęty dla właścicieli infrastruktury ładowania.

REMIT

Od 7 października 2015 r. istnieje obowiązek raportowania transakcji i danych podstawowych (dla kontraktów standardowych na dostawę energii elektrycznej i gazu) do Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Agencja lub z ang. ACER). Zgodnie z rozporządzeniem REMIT, tj. rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT), do ww. daty uczestnicy hurtowego rynku energii i gazu ziemnego, o których mowa w art. 9 ust. 1 REMIT zobowiązani zostali do rejestracji w krajowym organie regulacyjnym.

Ustawą z 11 września 2015 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1618), która weszła w życie 30 października 2015 r. wprowadzone zostały zasady zapewniające stosowanie REMIT, w tym przepisy karne (Rozdziału 7A) za naruszenie obowiązków wynikających z REMIT.

Z 7 kwietnia 2016 r., zgodnie z art. 12 ust. 2 zd. 3 i 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, wszedł w życie obowiązek raportowania do ACER pozostałych transakcji w obrocie hurtowym (standardowych i niestandardowych kontraktów na dostawę energii elektrycznej lub gazu ziemnego zawieranych na rynku OTC, kontraktów na przesyłanie) oraz danych o funkcjonowaniu systemów publikowanych przez operatorów systemów przesyłowych, operatorów LNG oraz operatorów systemów magazynowania.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

28 listopada 2015 r. opublikowano w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dyrektywa MCP).

Dyrektywę MCP stosuje się do obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW (tzw. „średnie obiekty energetycznego spalania"), niezależnie od rodzaju wykorzystywanego przez nie paliwa (art. 2 ust. 1). Ponadto, Dyrektywa MCP ma zastosowanie do połączeń nowych średnich obiektów energetycznego spalania, określonych w art. 4, w tym połączeń, w przypadku których całkowita nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW, chyba że połączenie to stanowi obiekt energetycznego spalania objęty zakresem stosowania rozdziału III dyrektywy 2010/75/UE. Z art. 4 Dyrektywy MCP wynika zaś, że połączenie co najmniej dwóch nowych średnich obiektów energetycznego spalania uznaje się za jeden średni obiekt energetycznego spalania, a ich nominalną moc cieplną sumuje się w celu obliczenia całkowitej nominalnej mocy cieplnej tego obiektu, jeżeli: gazy odlotowe z takich średnich obiektów energetycznego spalania są odprowadzane przez wspólny komin, lub w ocenie właściwego organu, przy uwzględnieniu czynników technicznych i ekonomicznych, gazy odlotowe z takich średnich obiektów energetycznego spalania mogłyby być odprowadzane przez wspólny komin.

Kluczowym zakresem regulacji Dyrektywy MPC jest określenie: norm emisji trzech rodzajów zanieczyszczeń powietrza – dwutlenku siarki (SO_2), tlenków azotu (NO_x) i cząstek stałych (pyłów) dla średnich obiektów energetycznego spalania *(z ang. medium combustion plants),* jak również terminów, w których konieczne jest wypełnienie obowiązku przestrzegania stosownych wielkości zanieczyszczeń powietrza w istniejących oraz nowych średnich obiektach energetycznego spalania. Zgodnie z art. 17 ust. 1 zd. 1 Dyrektywy MCP, państwa członkowskie zobowiązane są wprowadzić w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania dyrektywy do 19 grudnia 2017 r.

Przepisy Dyrektywy MCP są istotne z punktu widzenia spółek, w których udziały posiada Enea Wytwarzanie sp. z o.o. i w których zlokalizowane są tzw. „średnie obiekty energetycznego spalania" zdefiniowane wprost w dyrektywie MCP. Do grona tych spółek należą: Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Obornikach (PEC Oborniki), Miejska Energetyka Cieplna Piła sp. z o.o. w Pile (MEC Piła) oraz Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Białymstoku (MPEC Białystok).

Uprawnienia do emisji CO_2

Polska realizuje zgodnie z planem założenia sprzedaży 85,88 mln uprawnień do emisji CO_2 w 2017 r. 14,99 mln pochodzi z uprawnień niesprzedanych w 2016 r., a 70,89 mln stanowi wolumen pierwotnie przewidziany do sprzedaży w 2017 r. Miejscem sprzedaży polskich jednostek EUA jest platforma aukcyjna giełdy EEX, z którą Polska powtórnie podpisała umowę na sprzedaż uprawnień do emisji. Aukcje odbywają się w co drugą środę - na każdej z nich, z wyjątkiem pierwszej i ostatniej oraz aukcji przeprowadzanych w sierpniu, przedmiotem sprzedaży jest 4,857 mln EUA. W I połowie 2017 r. Polska sprzedała 34,88 mln uprawnień do emisji CO_2.

W instytucjach Unii Europejskiej trwają aktualnie prace związane z IV fazą systemu EU ETS. Postulaty zaprezentowane w I półroczu 2017 r. są poddawane konsultacjom Komisji Europejskiej, Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego (tzw. trilogue). Rynek oczekuje, że w okresie prezydencji Estonii w Radzie UE zostanie uzgodniona finalna wersja porozumienia, która stworzy ramy prawne systemu EU ETS w latach 2021-2030.

Data aukcji	Wolumen	Cena aukcyjna [euro]	Wolumen narastająco	% wolumenu narastająco
29 marca 2017 r.	5 738 500	4,71	5 738 500	7%
12 kwietnia 2017 r.	4 857 000	4,84	10 595 500	12%
26 kwietnia 2017 r.	4 857 000	4,49	15 452 500	18%
10 maja 2017 r.	4 857 000	4,49	20 309 500	24%
24 maja 2017 r.	4 857 000	4,81	25 166 500	29%
7 czerwca 2017 r.	4 857 000	4,97	30 023 500	35%
21 czerwca 2017 r.	4 857 000	4,95	34 880 500	41%
5 lipca 2017 r.	4 857 000	5,10	39 737 500	46%
19 lipca 2017 r.	4 857 000	5,39	44 594 500	52%
2 sierpnia 2017 r.	2 428 500	5,29	47 023 000	55%
16 sierpnia 2017 r.	2 428 500	5,62	49 451 500	58%
30 sierpnia 2017 r.	2 428 500	6,02	51 880 000	60%
13 września 2017 r.	4 857 000		56 737 000	66%
27 września 2017 r.	4 857 000		61 594 000	72%
11 października 2017 r.	4 857 000		66 451 000	77%
25 października 2017 r.	4 857 000		71 308 000	83%
8 listopada 2017 r.	4 857 000		76 165 000	89%
22 listopada 2017 r.	4 857 000		81 022 000	94%
6 grudnia 2017 r.	4 855 000		85 877 000	100%

Ograniczenie emisji zanieczyszczeń

Zgodnie z regulacjami unijnymi, a w szczególności Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych - IED (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), od 1 stycznia 2016 r. obowiązują nowe, zaostrzone normy ochrony środowiska. W związku z powyższym wszyscy producenci energii elektrycznej w Polsce, którzy wykorzystują przede wszystkim wysokoemisyjne technologie węglowe, są zobligowani do dostosowania bloków do nowych wymagań środowiskowych. Prawo wychodząc naprzeciw problemom przedsiębiorców przewiduje możliwość skorzystania z mechanizmów derogacyjnych. Złagodzenie wymagań dyrektywy IED w postaci derogacji pozwala zyskać dodatkowy czas na dostosowanie jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisji zanieczyszczeń do powietrza.

28 kwietnia 2017 r. w Brukseli odbyło się głosowanie w sprawie tzw. konkluzji BAT (kBAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (LCP). Przyjęte podczas głosowania przez Komisję Europejską kBAT wprowadzają m.in. bardziej restrykcyjne (niż w dyrektywie IED) wymogi dla takich zanieczyszczeń, jak: dwutlenek siarki, tlenki azotu i pył. Dopuszczalnymi poziomami emisji (BAT – AELs) objęte zostały także dodatkowe substancje: rtęć, chlorowodór, fluorowodór i amoniak. Przewidywany termin publikacji kBAT w Dz.U. to III kwartał 2017 r. Od dnia ogłoszenia kBAT instalacje LCP będą miały 4 lata na dostosowanie się do ich wymogów.

Elektrownia Kozienice

2017/2016	SO_2			NO_x			Pył			Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO_2 [Mg]	Wskaźnik emisji SO_2 [kg/MWh]	Opłata za emisję SO_2 [tys.zł]	Emisja NO_x [Mg]	Wskaźnik emisji NO_x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO_x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	
IH 2017	4 793,93	0,714	2 749,86	6 530,19	0,973	3 506,13	97,06	0,014	45,82	6 714 189,64
IH 2016	4 305,50	0,627	2 480,85	7 367,00	1,073	3 948,93	197,79	0,029	84,46	6 868 269,61
Zmiana %	11,34	13,88	10,84	-11,36	-9,32	-11,21	-50,93	-51,72	-45,75	-2,24

Elektrownia Połaniec

2017/2016	SO_2			NO_x			Pył			Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO_2 [Mg]	Wskaźnik emisji SO_2 [kg/MWh]	Opłata za emisję SO_2 [tys.zł]	Emisja NO_x [Mg]	Wskaźnik emisji NO_x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO_x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	
IH 2017	3 323,86	0,683	1 761,65	5 811,27	1,19	3 079,97	234,64	0,05	82,12	4 863 584,60
IH 2016	3 858,93	0,721	2 045,23	7 647,64	1,43	4 053,25	273,27	0,05	95,64	5 353 485,90
Zmiana %	-13,87	-5,27	-13,87	-24,01	-16,78	-24,01	-14,14	0,00	-14,14	-9,15

Dotrzymywanie wymogów formalno-prawnych

Enea Wytwarzanie

Enea Wytwarzanie sp. z o.o. korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED jakim jest Przejściowy Plan Krajowy (PPK):

- w zakresie emisji dwutlenku siarki oraz pyłu: Elektrownia Kozienice wspólnie z Elektrociepłownią Białystok
- w zakresie emisji NO_x: Elektrociepłownia Białystok samodzielnie

W okresie obowiązywania PPK, tj. od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2020 r., obowiązują roczne pułapy emisyjne. Emisję zanieczyszczeń w ramach PPK za okres I półrocza 2017 r. oraz stopień wykorzystania rocznych pułapów emisyjnych zestawiono w tabeli poniżej.

Instalacja		SO_2		Pył		NO_x	
		[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania
Elektrownia Kozienice	emisja	2 495,26	19,93	45,20	3,01	nd.	nd.
	roczny pułap	12 522,50		1 502,70			
Elektrociepłownia Białystok	emisja	581,07	21,79	23,21	10,76	119,15	8,84
	roczny pułap	2 666,56		215,69		1 347,75	
Razem	**emisja**	**3 076,33**	**20,25**	**68,41**	**3,98**	**119,15**	**8,84**
	roczny pułap	**15 189,06**		**1 718,39**		**1 347,75**	

W I półroczu 2017 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Enea Elektrownia Połaniec

Enea Elektrownia Połaniec SA korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17.500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Do końca czerwca 2017 r. z limitu wykorzystano 3.036 godzin, w tym w samym I półroczu 2017 r. 847 godzin (183 godzin w II kwartale 2017 r.). W I półroczu 2017 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Istotne trendy w obszarze Dystrybucji

Pojawiające się nowe technologie, rosnące oczekiwania Klientów oraz dynamicznie zmieniające się otoczenie gospodarcze w Polsce i na świecie antycypują zmiany w sposobie funkcjonowania OSD, a w szczególności zwracają uwagę na konieczność wdrażania rozwiązań innowacyjnych w obszarze dystrybucji, prowadzących do modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnej pozwalającej na zaabsorbowanie wiodących trendów w energetyce.

Kluczowe trendy związane są z:

- rozwojem i wdrażaniem inteligentnych sieci
- rozwojem i wdrażaniem nowoczesnych systemów IT wspierających zarządzanie siecią
- pojawieniem się nowych rozwiązań instytucjonalnych i technicznych, takich jak klastry, spółdzielnie energetyczne, rynek prosumencki, magazyny energii, elektromobilność

Taryfa 2017 – dystrybucja energii elektrycznej

Szczegółowe zasady kalkulowania taryf reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz stosowne rozporządzenia dotyczące taryf. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne taryfy koncesjonowanego przedsiębiorstwa energetycznego zatwierdzane są przez Prezesa URE.

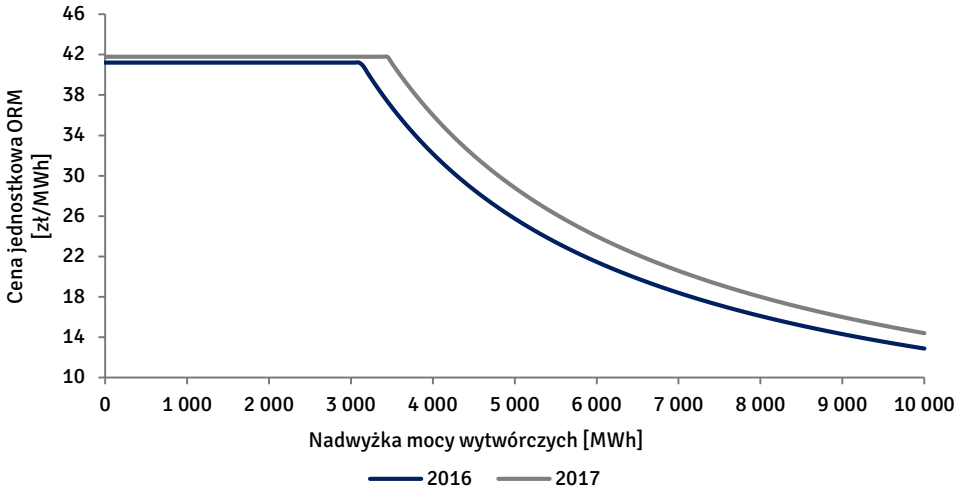
Taryfa dla Enei Operator na 2017 r. została zatwierdzona przez Prezesa URE 15 grudnia 2016 r. Została ona przygotowana według założeń opracowanych i opublikowanych przez Prezesa URE w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2017". Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone na 2017 r. spowodowały zmiany średnich płatności dla Klientów w poszczególnych grupach taryfowych w odniesieniu do 2016 r.:

- grupa taryfowa A – wzrost o 0,96%
- grupa taryfowa B – wzrost o 5,73%
- grupa taryfowa C – wzrost o 4,91%
- grupa taryfowa G – wzrost o 5,61%

Operacyjna Rezerwa Mocy (ORM)

- Mechanizm ORM prowadzony jest przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne - Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) w ramach katalogu usług systemowych
- Dla wytwórców energii jest bodźcem ekonomicznym do oferowania OSP mocy wytwórczych w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc
- ORM są objęte dyspozycyjne zdolności wytwórcze, stanowiące nadwyżkę mocy dostępnej dla OSP ponad zawarte kontrakty dla zapotrzebowania na energię elektryczną
- Cena jednostkowa za ORM zależy od ilości dostępnych dla OSP zdolności wytwórczych ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte:
  - w ramach umów sprzedaży energii
  - na Rynku Bilansującym w ramach zmiany swobodnej
- Cena jednostkowa za ORM zależy od ilości dostępnych dla OSP zdolności wytwórczych ponad zapotrzebowanie i nie może być wyższa niż cena referencyjna, która dla roku 2015 wyniosła 37,28 zł/MWh, dla roku 2016 wynosi 41,20 zł/MWh, a w roku 2017 ten poziom to 41,79 zł/MWh

Poniższy wykres przedstawia kształtowanie się ceny jednostkowej za ORM w zależności od ilości mocy wytwórczych dostępnych dla OSP:



Parametry modelu rozliczeń ORM dla lat 2016-2017:

Parametr	2016	2017
Budżet godzinowy [zł]	128 758,72	144 070,61
Cena referencyjna [zł/MWh]	41,20	41,79
Wielkość godzinowa wymaganej ORM [MWh]	3 451,09	3 447,49
Liczba godzin szczytu zapotrzebowania	3 780	3 765
Budżet roczny ORM [mln zł]	486,7	542,4

W 2016 r. zmieniono obowiązujące zasady rozliczania ORM, które we wcześniejszych okresach powodowały, że w godzinach, w których cena jednostkowa za ORM osiągała wartość maksymalną, OSP nie wykorzystywał w pełni budżetu przeznaczonego na tę usługę. Od roku 2016 zostały wprowadzone dodatkowe rozliczenia korekcyjne (miesięczne i roczne), które weryfikują ponownie rozliczenie i ewentualne niewykorzystane środki z ORM są rozdysponowywane na jednostki uczestniczące w rezerwie.

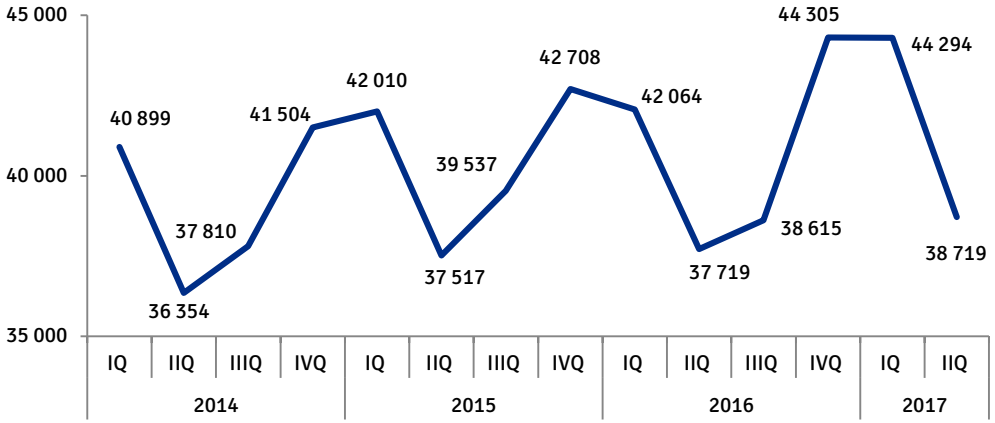
Od roku 2017 w ramach wolumenu ORM (POR) są uwzględnianie jednostki odbiorcze z możliwością redukcji zapotrzebowania (DSR).

Sytuacja na rynku energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowa produkcja energii elektrycznej w I półroczu 2017 r. wyniosła 83.013 GWh.

Krajowa produkcja energii elektrycznej [GWh]



Struktura produkcji energii elektrycznej w krajowych elektrowniach [GWh]

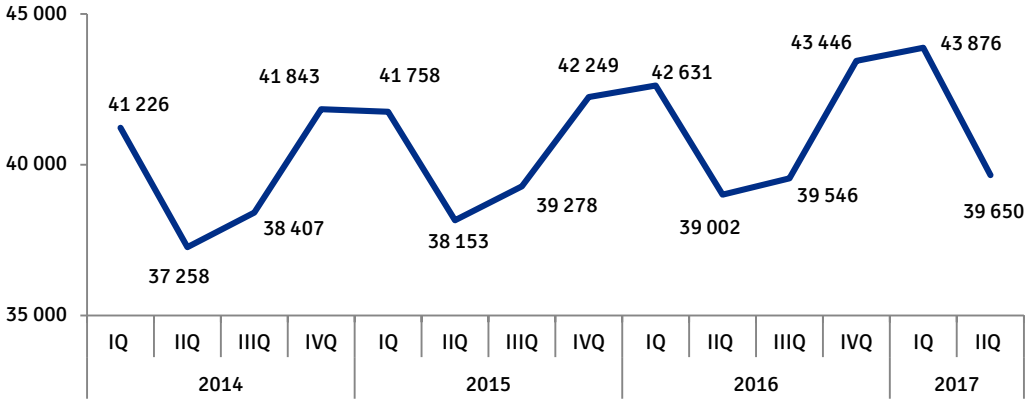
Rodzaje elektrowni	IH 2016	IH 2017
Zawodowe na węglu kamiennym	40 792	40 005
Zawodowe na węglu brunatnym	24 110	26 554
Przemysłowe	5 033	5 137
Gazowe	2 912	3 172
Zawodowe wodne	1 280	1 371
Wiatrowe	5 506	6 697
Inne odnawialne	72	76

Krajowe zużycie energii

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowe zużycie energii elektrycznej w I półroczu 2017 r. ukształtowało się na poziomie wyższym o 2,32% względem zużycia energii w analogicznym okresie 2016 r.

Źródło: http://www.pse.pl/index.php?modul=8&y=2017&m=6&id_rap=212

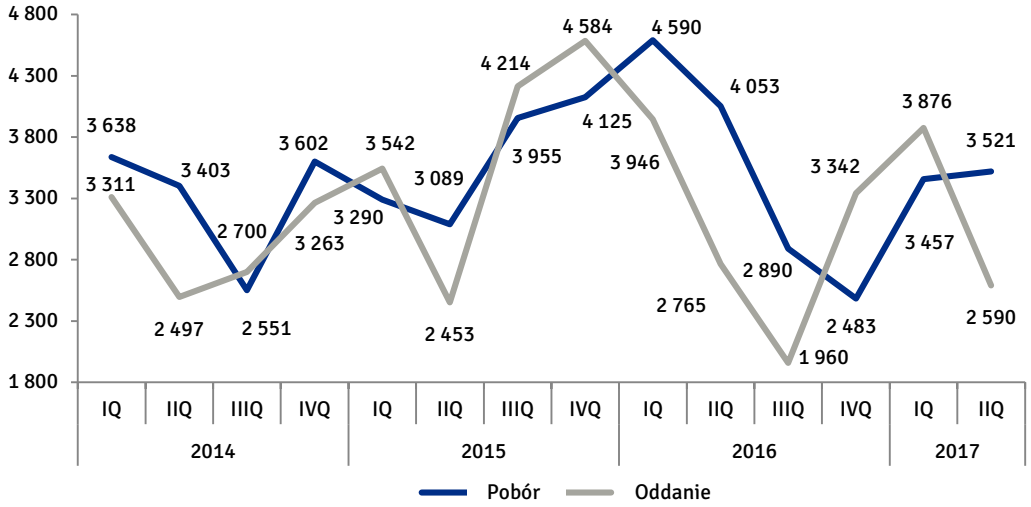
Krajowe zużycie energii elektrycznej [GWh]



Wymiana międzysystemowa

W I półroczu 2017 r. wypracowany został ujemny bilans wymiany międzysystemowej wynikający z nadwyżki energii pobranej zza granicy ponad energię oddaną w wysokości (-) 513 GWh. Dla porównania w okresie 6 miesięcy 2016 r. saldo międzysystemowej wymiany energii elektrycznej wyniosło (-) 1.927 GWh. Styczeń oraz luty 2017 r. były jedynymi miesiącami, w których bilans wymiany energii elektrycznej z zagranicą posiadał dodatnie saldo. W pozostałych miesiącach I półrocza 2017 r. bilans wymiany energii elektrycznej posiadał saldo ujemne.

Wymiana energii z zagranicą [GWh]



Ceny rynkowe węgla

I kwartał 2017 r. przyniósł spadek cen, który był wynikiem zawieszenia decyzji chińskich władz z IV kwartału 2016 r., na mocy których ograniczono zdolności produkcyjne tamtejszych kopalń. Spadek cen został jednak powstrzymany przez huragan Debbie, który pod koniec marca przeszedł przez północno-wschodnią Australię, niszcząc infrastrukturę kolejową, którą przewożono węgiel z kopalń do australijskich portów. Skutki tej sytuacji były odczuwalne na całym światowym rynku, jednak dynamika tych zmian w poszczególnych terminalach węglowych była różna.

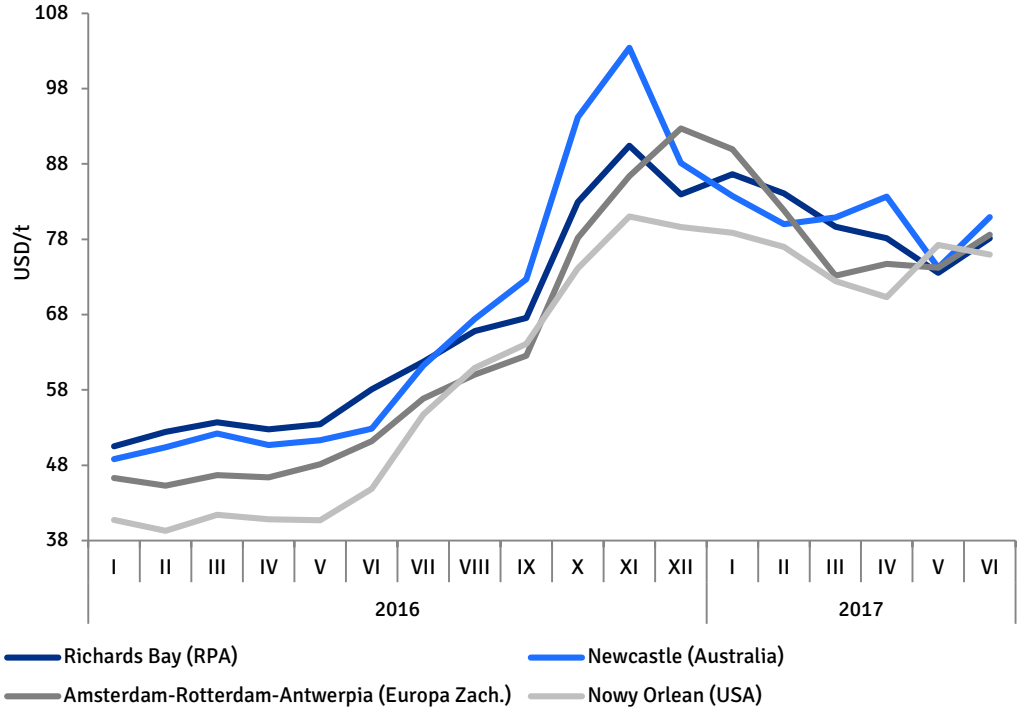
Największą odnotowały naturalnie ceny w portach australijskich. Ich początkowy wzrost o 3% na przełomie kwartałów wywołany problemami z podażą węgla a spadek w kolejnym miesiącu o 12% to odzyskiwanie równowagi rynkowej. Wzrost w czerwcu do poziomu przekraczającego 80 USD/t to skutek intensywnych dostaw węgla do chińskich odbiorców, w związku z planowanym zakazem importu węgla przez niektóre chińskie porty od 1 lipca 2017 r.

Na rynku europejskim ceny węgla na przełomie I i II kwartału wzrosły o 2% i pozostały na tym poziomie do połowy miesiąca maja. Następnie zaczął się ich systematyczny wzrost do wartości 78,64 USD/t na koniec czerwca. Do tendencji tej przyczyniły się czynniki pogodowe, poprawiająca się sytuacja gospodarek europejskich, a także niedobory węgla o standardowej jakości.

Niemal w całym okresie I półrocza 2017 r. spadkom podlegały ceny węgla w porcie Richards Bay. Ich najniższa wartość odnotowana w maju 2017 r. to 73,53 USD/t i w stosunku do początku roku 2017 była ona o 16% niższa. Przyczyną tego stanu rzeczy były zakłócenia stabilnego odbioru ze strony kluczowych klientów spowodowane ograniczeniami w infrastrukturze kolejowej i przesyle energii. Wzrost cen o 9% odnotowany w tym regionie w czerwcu był także skutkiem złej pogody oraz strajku górników.

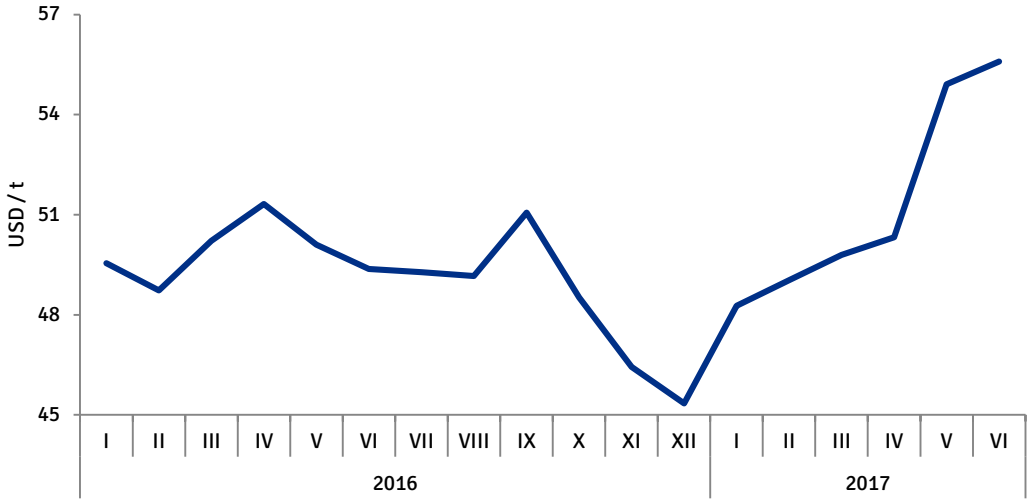
W I półroczu 2017 r. indeks PSCMI1 podlegał tendencji wzrostowej, osiągając w czerwcu wartość 55,59 USD/t. Oznacza to wzrost o 15% od stanu z początku roku. Jest to jednocześnie najwyższa wartość od grudnia 2015 r. Na tę tendencję wpłynęła wyraźnie większa ilość energii wyprodukowanej z węgla kamiennego. Była ona wynikiem czynników pogodowych, a także wzrostu PKB i produkcji przemysłowej. Dodatkowy udział w tym trendzie miał spadający kurs dolara w stosunku do krajowej waluty oraz niedobory węgla na krajowym rynku.

Miesięczne indeksy cen węgla



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z www.globalcoal.com i opracowania Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego - PSCMI1



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z www.gpi.tge.pl

Ceny hurtowe energii elektrycznej

Średnia cena na rynku SPOT w I półroczu 2017 r. była niższa o 7,2% w porównaniu do analogicznego okresu 2016 r. W szczególności ceny spadły w okresie od kwietnia do czerwca. Na ceny wpływ miały następujące czynniki:

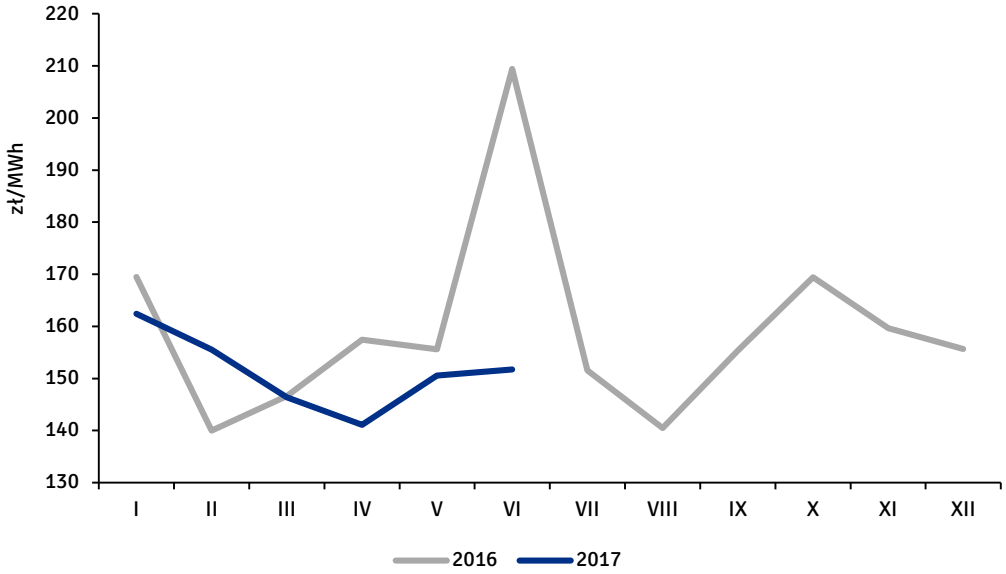
- wysoki poziom dostępnej mocy w systemie KSE
- duże wykorzystanie generacji wiatrowej
- stosunkowo łagodne warunki atmosferyczne
- wzrost eksportu

Tabela 1. Średnie ceny na rynku SPOT (TGE Rynek Dnia Następnego)

Okres	Średnia cena [zł/MWh]	Zmiana [%]
IH 2016	163,10	-
IH 2017	151,32	↓ 7,2%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Średnie ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Na rynku terminowym obserwowaliśmy spadki cen energii elektrycznej. W trakcie I półrocza br. cena produktu BASE Y-18 spadła z poziomu 164,50 zł/MWh na początku stycznia do 163,50 zł/MWh na koniec czerwca.

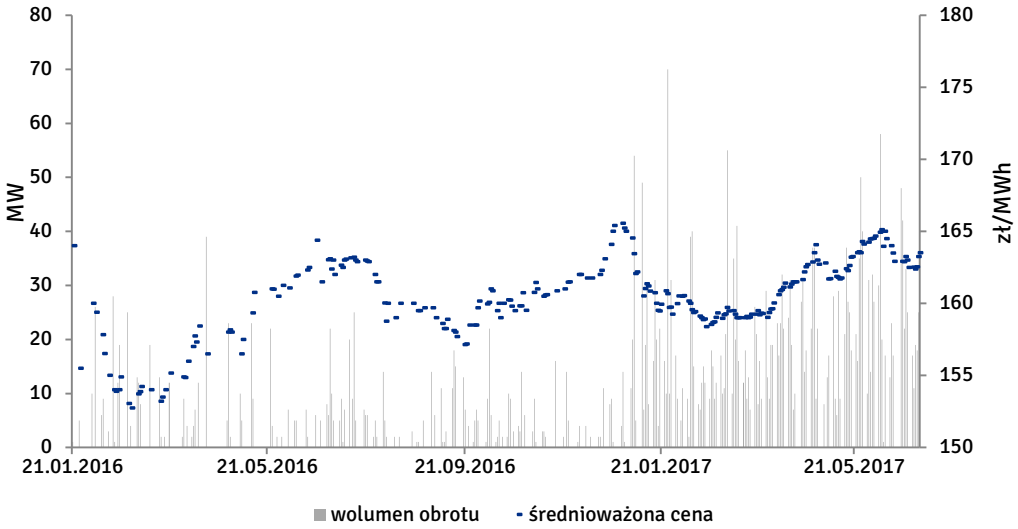
Tabela 2. Ceny na rynku terminowym

Produkt	Cena na koniec notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]	Średnia cena z okresu notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]
BASE Y-15	177,00	-	168,13	-
BASE Y-16	167,50	↓ 5,4%	166,49	↓ 1,0%
BASE Y-17	162,00	↓ 3,3%	159,31	↓ 4,3%
BASE Y-18 [1)]	163,50	↑ 0,9%	160,89	↑ 1,0%

1) Na koniec czerwca 2017 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-18



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

Na rynku terminowym TGE obserwuje się bardzo niską płynność - gdy porówna się obroty w I półroczu 2016 r. i 2017 r. między produktami BASE Y-17 a BASE Y-18 (wynosi ona ok. 20%). Główną przyczyną takiego stanu rzeczy może być wygaszenie tzw. 100% obliga giełdowego związanego z kontraktami KDT.

Podobnie do BASE Y-18 zmieniały się ceny PEAK Y-18. Na początku stycznia wycena rynkowa tego produktu wynosiła 214,00 zł/MWh, a na koniec czerwca 2017 r. 208,50 zł/MWh.

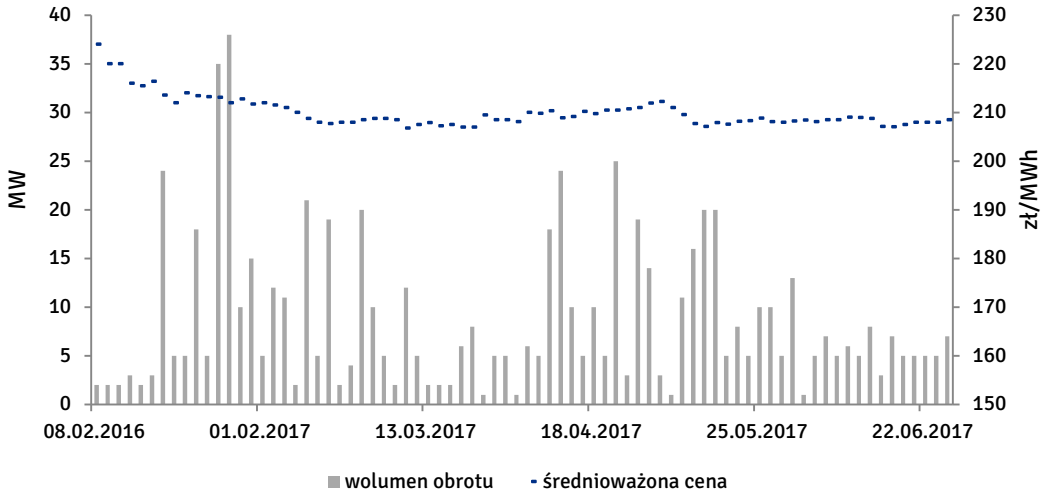
W I półroczu 2017 r. na rynku terminowym energii elektrycznej obserwowaliśmy powolny wzrost cen. Był on powiązany m. in. z dużą zmiennością cen uprawnień do emisji CO_2 (rozpiętość pomiędzy max a min – 1,79 EUR/t). Duże znaczenie dla kształtowania się sytuacji na rynku miał również znacząco zmniejszony, w porównaniu do wolumenu obrotu produktem BASE Y-17 w analogicznym okresie roku poprzedniego, wolumen obrotu produktem BASE Y-18 na TGE.

Czynnikami niepewności pozostają:

- kwestia wyjścia Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej, co może przełożyć się na ewentualne zmiany we Wspólnotowym Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji i kształtowania się cen uprawnień do emisji CO_2 (EUA) w dłuższej perspektywie
- kierunek zmian w systemie i wprowadzenie nowych rozwiązań (m. in. rynku mocy) w zakresie zapewniania odpowiednich poziomów mocy w KSE

Stąd też nie można wykluczyć ewentualnych wzrostów cen o umiarkowanej sile.

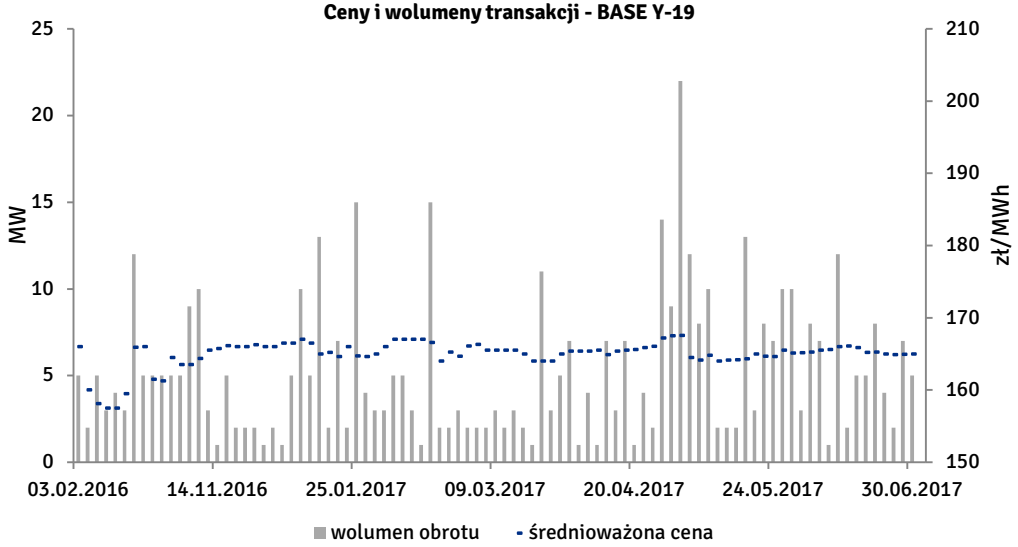
Ceny i wolumeny transakcji - PEAK Y-18



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

W I półroczu 2017 r. zawierano również transakcje na produkt BASE Y-19, jednak z uwagi na odległy horyzont dostawy wolumen obrotu był zdecydowanie niższy niż w przypadku BASE Y-18.

Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-19



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii

Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2016 r. zobligowane są do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów świadectw pochodzenia:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone" – obowiązek na poziomie 15,0% sprzedaży odbiorcom końcowym zrealizowanej w I połowie roku oraz 14,35% w II połowie roku
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, nowe świadectwa ustanowione nowelizacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. – obowiązek na poziomie 0,65% sprzedaży odbiorcom końcowym zrealizowanej w II połowie roku
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem tzw. świadectwa „fioletowe" – obowiązek na poziomie 1,5% sprzedaży odbiorcom końcowym
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, tzw. świadectwa „żółte" – obowiązek na poziomie 6,0%
- dla energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych, tzw. świadectwa „czerwone" – obowiązek na poziomie 23,2%
- świadectw efektywności energetycznej, tzw. świadectw „białych" – obowiązek na poziomie 1,5%

Na kolejnym slajdzie przedstawiona została struktura cenowa kontraktacji na rynku sesyjnym TGE na poszczególne prawa majątkowe w I półroczu 2017 r. W analizie pominięto PM „zielone" PMOZE ze względu na brak obrotu i całkowite zastąpienie ich przez PMOZE_A.

Tabela 3. Ceny na rynku świadectw pochodzenia (rynek sesyjny TGE)

		Średnia cena IH 2017	Zmiana do IIH 2016 %	Zmiana do IIH 2016 zł/MWh	Cena maksymalna zł/MWh	Cena minimalna zł/MWh
OZEX_A (PM „zielone")		30,92	↓ 29,2%	↓ 12,78	43,39	21,75
OZEX_BIO (PM „błękitne")		361,81	-	-	470,00	300,03
KGMX (PM „żółte")	2016	123,41	↑ 1,4%	↑ 1,65	124,50	121,00
	2017	116,07	-	-	116,22	116,00
KECX (PM „czerwone")	2016	10,72	↑ 0,3%	↑ 0,03	10,82	10,07
	2017	-	-	-	0,00	0,00
KMETX (PM „fioletowe")	2016	62,26	↑ 0,7%	↑ 0,41	62,90	61,80
	2017	-	-	-	-	-
EFX (PM „białe") [1]		1 073,00	↑ 9,9%	↑ 96,42	1 270,00	936,00

1) Wartości podane w jednostce zł/toe

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

Koniec roku 2016 charakteryzował się znaczącym wzrostem cen uprawnień EUA. Przyczyną tych wzrostów mogły być rosnące ceny węgla oraz energii, wysokie ceny osiągane na aukcjach oraz wiadomości o chęci pozostania Wielkiej Brytanii w systemie EU ETS po wejściu w życie Brexitu. Ważnym czynnikiem prowzrostowym było również porozumienie w sprawie zmian w systemie EU ETS po 2020 r. Uwzględniając m.in. wycofywanie z rynku 24% a nie 12% uprawnień przez co najmniej 4 lata funkcjonowania MSR, umorzenie 800 mln uprawnień wycofanych z rynku w ramach backloadingu, zwiększenie liniowego współczynnika redukcji do 2,4% (z 1,74%). Po gwałtownym wzroście cen w drugiej połowie grudnia 2016 r. nastąpiła korekta. Na spadek cen emisji CO_2 na początku stycznia 2017 r. miały wpływ: wzrost wolumenu na aukcjach (przestał obwiązywać backloading, zwiększenie wolumenu z 3,7 mln do 4,3 mln EUA) oraz niższe ceny niemieckiej energii.

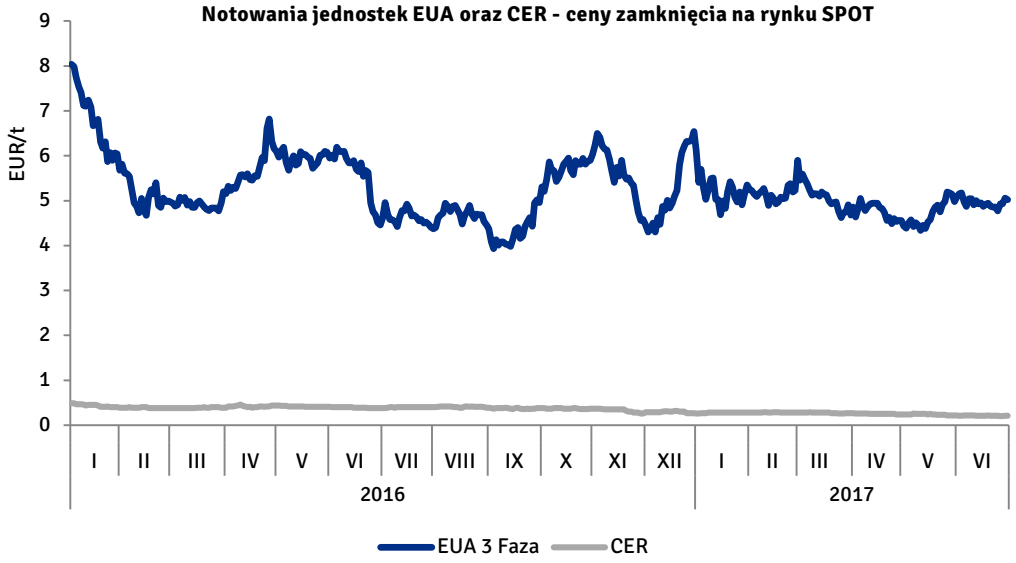
Komisja Europejska zaproponowała kontynuowanie obowiązku wynikającego z emisji gazów cieplarnianych przez lotnictwo, dopóki nie zostaną podjęte ostateczne decyzje co do kształtu globalnego mechanizmu rynkowego. 15 lutego 2017 r. na posiedzeniu plenarnym w Parlamencie Europejskim zaakceptowano pakiet poprawek do projektu dyrektywy EU ETS, które pod koniec lutego br. zostały przyjęte przez Radę ds. Środowiska. Państwa członkowskie UE rozpoczęły dystrybucję darmowych uprawnień dla 2017 r.

Z najbardziej aktualnych danych o liczbie wydanych uprawnień na 2017 r., publikowanych przez Komisję Europejską, wynika, że najwięcej niewydanych uprawnień mają Włochy, Rumunia i Wielka Brytania a Malta, jako jedyne państwo, wydała już wszystkie. Zgodnie z kwietniową publikacją KE oceniając wartość zweryfikowanych emisji za 2016 r. nastąpił spadek o 2,7 % w stosunku do 2015 r. 2 maja 2017 r. KE opublikowała dane o liczbie umorzonych uprawnień. Niemal wszystkie instalacje znajdujące się w systemie EU ETS dotrzymały terminu umorzeń emisji dla roku 2016.

Tabela 4. Zmiana cen EUA i CER

Produkt	Cena [EUR/t] Początek stycznia 2017 r.	Cena [EUR/t] Koniec czerwca 2017 r.	Zmiana %
EUA Spot	6,11	5,02 ↓	17,8%
CER Spot	0,26	0,21 ↓	19,2%
EUA gru-17	6,14	5,03 ↓	18,1%
CER gru-17	0,27	0,21 ↓	22,2%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BlueNext oraz ICE.

Proces zarządzania ryzykiem

Proces zarządzania ryzykiem w Grupie Enea jest procesem 3-etapowym, angażującym wszystkie istotne jednostki organizacyjne Spółek Grupy. Model procesu zgodny jest z najlepszymi praktykami rynkowymi, a także normami obowiązującymi w tym zakresie.

Identyfikacja i ocena ryzyk

Celem tego etapu jest identyfikacja potencjalnych ryzyk dotyczących bieżącej działalności operacyjnej Spółek oraz osiągnięciu celów strategicznych Grupy Kapitałowej Enea, a następnie ich ocena zgodnie postanowieniami obowiązującej w Grupie Metodyki ERM.

Efektem tego etapu są rejestry ryzyk Spółek obejmujące ryzyka kluczowe, istotne i nieistotne wraz z Właścicielami Ryzyk, które zagregowane i zaprezentowane w sposób syntetyczny umożliwiają przeprowadzenie dalszych etapów procesu zarządzania ryzykiem korporacyjnym, w tym określenie planu postępowania z ryzykiem, wskaźników ostrzegawczych ryzyka itp.

Monitorowanie istniejących ryzyk

W ramach tego etapu prowadzony jest:

- okresowy monitoring istniejących ryzyk w kontekście zmiany statusu ryzyka (zwiększenia prawdopodobieństwa i/lub skutku materializacji ryzyka), statusu wdrażania i realizacji planu postępowania z ryzykiem
- bieżący monitoring istniejących ryzyk, w ramach którego analizowane są incydenty mogące mieć wpływ na materializację ryzyka, poziomy wskaźników ostrzegawczych ryzyka

Raportowanie ryzyk

W ramach tego etapu odbywa się raportowanie na poziomie Spółki do Menadżera Ryzyka, który okresowo przekazuje raporty Zarządowi, natomiast na poziomie Grupy Enea Menedżer Ryzyka Spółki raportuje do Departamentu Zarządzania Ryzykiem , który opracowuje i przekazuje raporty Komitetowi Ryzyka.

Dokumentacja regulująca proces zarządzania ryzykiem w Grupie Enea

Całokształt zasad funkcjonowania systemu zarządzania ryzykiem w Grupie Enea opisany jest zwartym katalogiem dokumentów stanowiących prawo wewnętrzne, na który składają się odpowiednie Polityki oraz Procedury.

Polityki pełnią rolę dokumentów o charakterze konstytutywnym, wyznaczającym ramy prowadzonych działań, wskazującym zakresy odpowiedzialności uczestników, zawierającym fundamentalne wytyczne modelu zarządczego. Procedury opisują przebieg procesowy tychże działań oraz metody stosowane w ramach dokonywanych badań, pomiarów itp.

Komitet Ryzyka Grupy Enea

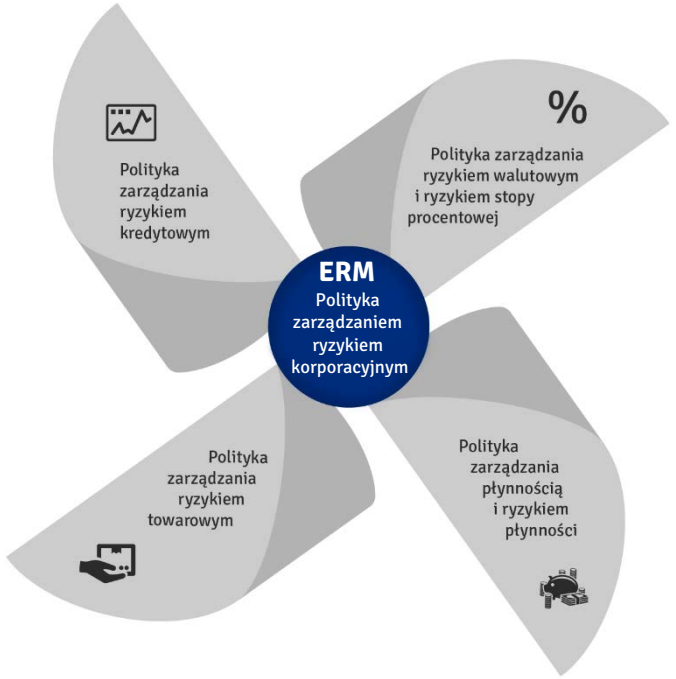
Kluczowym organem w procesie zarządzania ryzykiem w Grupie Enea jest Komitet Ryzyka. Komitet jest ciałem interdyscyplinarnym, grupującym przedstawicieli kluczowych obszarów biznesowych Grupy Enea, reprezentujących w kolegium wszystkie jej kluczowe Spółki.

Skład Komitetu Ryzyka oraz jego główne prerogatywy Komitetu przedstawione zostały poniżej.

Skład osobowy Komitetu Ryzyka:

- Prezes Zarządu Enea – Przewodniczący
- Członek Zarządu ds. Finansowych Enea – Zastępca
- Wiceprezes Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych Enea Wytwarzanie
- Członek Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych Enea Operator
- Prezes Zarządu Enea Centrum
- Prezes Zarządu Enea Trading
- Prezes Zarządu LW Bogdanka
- Dyrektor Departamentu Zarządzania Ryzykiem Enea
- Dyrektor Departamentu Zarządzania Operacyjnego Enea
- Kierownik Biura Kontroli i Audytu Enea

Zintegrowany system zarządzania ryzykiem



Kompetencje Komitetu Ryzyka

1. Udzielanie rekomendacji Zarządowi Enea w sprawie zatwierdzenia polityk regulujących proces zarządzania ryzykiem, ciągłością działania, ubezpieczeniami i compliance oraz zmian aktualizacyjnych w tym zakresie
2. Przyjmowanie i analiza informacji od Jednostek Merytorycznych z obszaru zarządzania ryzykiem, ciągłością działania oraz ubezpieczeniami
3. Opiniowanie raportów w zakresie realizacji Polityki Compliance, które przedkładane są Zarządowi Enea do zatwierdzenia
4. Przyjmowanie raportów z bieżącej realizacji Polityki Compliance oraz formułowanie zaleceń dot. realizacji Polityki Compliance
5. Wydawanie wiążących interpretacji postanowień (wykładni) Polityki Compliance
6. Podejmowanie decyzji w szczególności w sprawach:
   a) zatwierdzania dokumentacji operacyjnej regulującej proces zarządzania ryzykiem, ciągłością działania wraz z akceptacją zmian aktualizacyjnych (limity na ryzyko, strategie, procedury, metodyki, narzędzia, instrukcje, wytyczne itp.)
   b) wynikających z dokumentacji operacyjnej regulującej proces zarządzania ryzykiem, ciągłością działania oraz udzielania zgody na odstępstwa od zasad opisanych w dokumentacji operacyjnej regulującej te procesy
   c) zatwierdzania mapy ryzyk korporacyjnych, listy ryzyk kluczowych wraz z właścicielami tych ryzyk
   d) zatwierdzania metod mitygacji kluczowych ryzyk, w tym w szczególności planów postępowania z ryzykiem

Model ryzyk Grupy Enea

MODEL RYZYK	GŁÓWNE RYZYKA, NA KTÓRE NARAŻONA JEST GRUPA ENEA W OKREŚLONYCH KATEGORIACH OBSZAROWYCH	PRZYKŁADOWE GRUPY DZIAŁAŃ MITYGUJĄCYCH RYZYKA W OKREŚLONYCH KATEGORIACH OBSZAROWYCH
STRATEGICZNE	• Ryzyko zmian prawnych w Polsce i UE oraz niepewności otoczenia legislacyjnego • Ryzyko niekorzystnych zmian w sytuacji makroekonomicznej w Polsce • Ryzyko prowadzenia działalności w sposób niezgodny z wymogami regulatorów, w szczególności URE, UOKiK • Ryzyko nieefektywnego procesu realizacji inwestycji i inicjatyw strategicznych • Ryzyko utraty kluczowej infrastruktury wytwórczej i dystrybucyjnej w następstwie zdarzeń naturalnych lub losowych • Ryzyko utraty przychodów z tytułu niekorzystnej zmienności czynników atmosferycznych • Ryzyka reputacyjne i związane z zarządzaniem marką	• Monitoring prawdopodobnych kierunków zmian legislacyjnych w kraju i UE • Prowadzenie działań z obszaru compliance • Analiza i weryfikacja efektywności prowadzonych inwestycji i inicjatyw strategicznych • Realizacja polityki ubezpieczeniowej Grupy Enea • Stosowanie odpowiednich zapisów w umowach • Tworzenie i stosowanie procedur działania adekwatnych do zidentyfikowanych ryzyk
RYNKOWE	• Ryzyko zmienności cen energii elektrycznej i produktów powiązanych (ryzyko cenowe) • Ryzyko wolumetryczne związane z zakupem energii elektrycznej lub gazu • Ryzyko zmienności kursów walutowych • Ryzyko zmienności stóp procentowych • Ryzyko niezbilansowania sprzedaży energii elektrycznej	• Dedykowane korporacyjne systemy zarządzania ryzykami rynkowymi (ryzykiem cenowym, walutowym, stopy procentowej) • Przenoszenie ryzyka na podmioty trzecie • Podejmowanie działań wyprzedzających nowe kierunki rynkowe • Regularny monitoring i analiza rynku
FINANSOWE	• Ryzyko pogorszenia lub utraty płynności finansowej • Ryzyko wystąpienia przypadku naruszenia umów o finansowanie • Ryzyko nieuzyskania należności z tytułu sprzedaży energii elektrycznej (ryzyko kredytowe)	• Prowadzenie ścisłego monitoringu dotrzymywania kluczowych postanowień umów o finansowanie • Uwzględnienie przewidywanej sytuacji finansowej Grupy Enea w planowaniu kluczowych inwestycji • Stosowanie usystematyzowanej metodyki oceny kredytowej kluczowych Klientów Grupy Enea
OPERACYJNE	• Ryzyko awarii lub niedostępności kluczowej infrastruktury wytwórczej i dystrybucyjnej • Ryzyko przerwania ciągłości dostaw paliw • Ryzyko braku dostępności kluczowych systemów IT lub środków łączności • Ryzyko nieefektywnego procesu procedowania umów sprzedaży energii elektrycznej • Ryzyko związane z błędami ludzkimi w kluczowych procesach biznesowych • Ryzyko realizowanych procesów związane z bezpieczeństwem informacji i bezpieczeństwem fizycznym	• Utrzymanie i modernizacje majątku • Optymalizacja zarządzania aktywami • Nadzór wewnętrzny, przeglądy, audyty i kontrola • Prowadzenie szkoleń i rozwój kompetencji • Wdrażanie rozwiązań technicznych i organizacyjnych • Wdrażanie dedykowanych systemów IT • Monitoring infrastruktury i procesów oraz wdrażanie stosownych rekomendacji

3. Sytuacja finansowa

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – IH 2017

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej [1]	3 272 527	3 327 553	55 026	1,7%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej [1]	165 245	189 435	24 190	14,6%
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego [1]	102 767	70 104	-32 663	-31,8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 483 536	1 601 160	117 624	7,9%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	10 765	18 092	7 327	68,1%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO_2	12 644	10 130	-2 514	-19,9%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	44 461	34 805	-9 656	-21,7%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług [1]	95 931	83 066	-12 865	-13,4%
Sprzedaż węgla	411 556	232 429	-179 127	-43,5%
Przychody ze sprzedaży netto	**5 599 432**	**5 566 774**	**-32 658**	**-0,6%**
Amortyzacja	553 951	576 814	22 863	4,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	708 494	771 479	62 985	8,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	706 231	709 768	3 537	0,5%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	2 076 235	1 573 422	-502 813	-24,2%
Usługi przesyłowe	418 078	527 438	109 360	26,2%
Inne usługi obce	291 229	357 013	65 784	22,6%
Podatki i opłaty	170 899	197 567	26 668	15,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**4 925 117**	**4 713 501**	**-211 616**	**-4,3%**
Pozostałe przychody operacyjne	56 698	59 331	2 633	4,6%
Pozostałe koszty operacyjne	67 859	122 946	55 087	81,2%
Zysk na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-10 583	-8 037	2 546	24,1%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%
Zysk operacyjny	**610 571**	**781 621**	**171 050**	**28,0%**
Koszty finansowe	65 168	81 942	16 774	25,7%
Przychody finansowe	42 282	62 519	20 237	47,9%
Udział w zyskach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-	5 931	5 931	-
Przychody z tytułu dywidend	148	526	378	255,4%
Zysk przed opodatkowaniem	**587 833**	**768 655**	**180 822**	**30,8%**
Podatek dochodowy	116 607	144 824	28 217	24,2%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	**471 226**	**623 831**	**152 605**	**32,4%**
EBITDA	**1 206 522**	**1 358 435**	**151 913**	**12,6%**

1) Zmiana prezentacyjna publikowanych danych za IH 2016

IH 2017:

Czynniki zmiany EBITDA GK Enea:

- * Podstawowy czynnik zmiany EBITDA stanowi przejęcie Enei Elektrowni Połaniec (od 14 marca 2017 r.)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 55 mln zł, wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 751 GWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 3,4% oraz wyższych przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii cieplnej o 24 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 836.556 GJ (głównie w wyniku przejęcia EEP) przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 33 mln zł spowodowany spadkiem wolumenu o 164 GWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny o 16,8%
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 118 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji (3%) odbiorcom końcowym
- (+) wzrost przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia wynika z rozliczenia transakcji forward zawartych w 2015 r.
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług o 13 mln wynikają głównie z realizacji mniejszej ilości umów dot. przebudowy istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej na zlecenie podmiotu zewnętrznego
- (-) spadek sprzedaży węgla o 179 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 63 mln zł spowodowany głównie zmianą rezerw aktuarialnych oraz przejęciem EEP
- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 503 mln zł wynika ze:
  - (+) spadku wolumenu zakupu energii elektrycznej (1.700 GWh) przy równoczesnym spadku średniej ceny zakupu o 4,9%
  - (+) spadku kosztu zakupu gazu ziemnego w związku ze spadkiem średniej ceny o 14,5% oraz spadkiem wolumenu o 135 GWh
  - (+) spadku kosztu zakupu PM głównie w wyniku utrzymujących się niskich cen zielonych certyfikatów
- (-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 109 mln zł głównie w wyniku wzrostu opłaty przejściowej oraz naliczania opłaty OZE (od II połowy 2016 r.) oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 66 mln zł wynika głównie z nabycia EEP
- (-) wzrost podatków i opłat wynika m.in. z nabycia EEP oraz ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 50 mln zł:
  - (-) wyższe rezerwy na potencjalne roszczenia i przewidywane straty o 54 mln zł (w tym 44 mln zł rezerwa na wypowiedziane umowy na zakup PM)
  - (-) wzrost odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 7 mln zł
  - (-) spadek nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 6 mln zł, m.in. w wyniku mniejszej ilości umów dotyczących kolizji na majątku sieciowym
  - (-) wyższe koszty darowizn o 7 mln zł
  - (-) niższe saldo wypłat z tytułu ubezpieczenia 4 mln zł
  - (+) zysk z tytułu okazyjnego nabycia akcji Enea Elektrownia Połaniec SA w wysokości 12 mln zł
  - (+) niższy wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych 10 mln zł
  - (+) niższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 3 mln zł m.in. w związku z likwidacją wyrobisk

Skonsolidowany rachunek zysków i strat – IIQ 2017

[tys. zł]	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej [1)]	1 582 961	1 824 748	241 787	15,3%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej [1)]	51 701	70 664	18 963	36,7%
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego [1)]	36 376	34 553	-1 823	-5,0%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	710 096	772 632	62 536	8,8%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	5 866	17 931	12 065	205,7%
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO_2	11 793	4 425	-7 368	-62,5%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	20 047	19 923	-124	-0,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług [1)]	56 857	38 208	-18 649	-32,8%
Sprzedaż węgla	186 984	74 000	-112 984	-60,4%
Przychody ze sprzedaży netto	**2 662 681**	**2 857 084**	**194 403**	**7,3%**
Amortyzacja	274 243	292 967	18 724	6,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	345 763	384 492	38 729	11,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	339 241	424 157	84 916	25,0%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	953 193	781 006	-172 187	-18,1%
Usługi przesyłowe	227 689	265 615	37 926	16,7%
Inne usługi obce	160 224	207 114	46 890	29,3%
Podatki i opłaty	77 328	91 240	13 912	18,0%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**2 377 681**	**2 446 591**	**68 910**	**2,9%**
Pozostałe przychody operacyjne	26 534	43 093	16 559	62,4%
Pozostałe koszty operacyjne	37 436	50 294	12 858	34,3%
Zysk na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-10 164	-4 250	5 914	58,2%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%
Zysk operacyjny	**221 934**	**399 042**	**177 108**	**79,8%**
Koszty finansowe	29 432	35 985	6 553	22,3%
Przychody finansowe	28 218	-3 664	-31 882	-
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-	5 931	5 931	-
Przychody z tytułu dywidend	148	526	378	255,4%
Zysk przed opodatkowaniem	**220 868**	**365 850**	**144 982**	**65,6%**
Podatek dochodowy	40 047	63 209	23 162	57,8%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	**180 821**	**302 641**	**121 820**	**67,4%**
EBITDA	**538 177**	**692 009**	**153 832**	**28,6%**

1) Zmiana prezentacyjna publikowanych danych za IIQ 2016

IIQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA GK Enea:

* Podstawowy czynnik zmiany EBITDA stanowi przejęcie Enei Elektrowni Połaniec (od 14 marca 2017 r.)

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 242 mln zł, wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 1,6 TWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 5,6% oraz wyższych przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii cieplnej o 19 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 687.863 GJ (głównie w wyniku przejęcia EEP) przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży

(-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 2 mln zł spowodowany spadkiem średniej ceny sprzedaży 13,3% przy jednoczesnym wzroście o wolumenu o 44 GWh

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 63 mln zł wynika z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji (2%) odbiorcom końcowym

(+) wzrost przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia w wyniku rozliczenia transakcji forward zawartych w 2015 r.

(-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług o 19 mln wynikają głównie z realizacji mniejszej ilości umów dot. przebudowy istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej na zlecenie podmiotu zewnętrznego

(-) spadek sprzedaży węgla o 113 mln zł wynika z wyższego wolumenu dostaw wewnątrzgrupowych

(-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 39 mln zł spowodowany głównie zmianą rezerw aktuarialnych oraz w związku z przejęciem EEP

(-) wzrost zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 85 mln zł wynika głównie z przejęcia EEP przy jednoczesnym spadku kosztów w związku z większym wolumenem wewnątrzgrupowego zakupu węgla

(+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 172 mln zł wynika ze:

- (+) spadku wolumenu zakupu energii elektrycznej (481 GWh) przy równoczesnym spadku średniej ceny zakupu o 12,8%
- (+) spadku kosztu zakupu gazu ziemnego w związku ze spadkiem średniej ceny o 12,3% oraz spadkiem wolumenu o 24 GWh
- (+) spadku kosztu zakupu PM głównie w wyniku niskich cen zielonych certyfikatów

(-) wzrost kosztów usług przesyłowych wynika głównie z wyższych kosztów przeniesionych - wzrost opłaty przejściowej i wprowadzona od 1 lipca 2016 r. opłata OZE oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE

(-) wzrost kosztów usług obcych o 47 mln zł wynika głównie z nabycia EEP

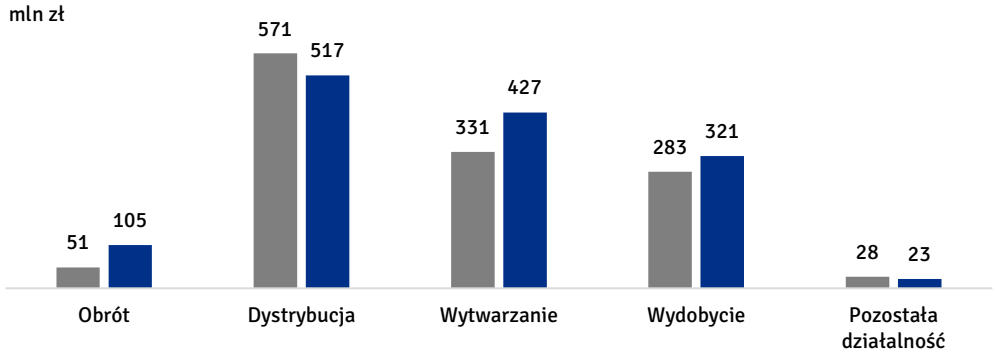
(-) wzrost podatków i opłat związany jest z nabyciem EEP oraz ze zwiększenia wartości majątku trwałego związanego z zakończonymi procesami inwestycyjnymi

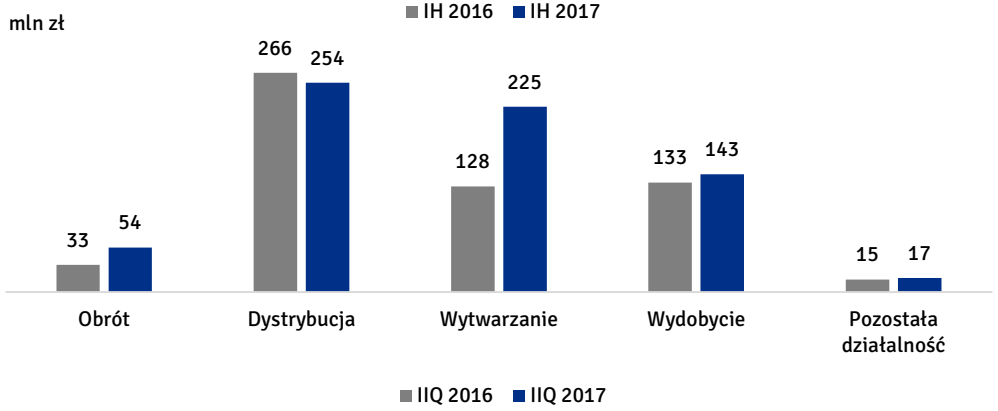
(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 10 mln zł:

- (+) zysk z tytułu okazyjnego nabycia akcji Enea Elektrownia Połaniec SA w wysokości 12 mln zł
- (+) spadek odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 9 mln zł
- (-) wyższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 26 mln zł (w tym 22 mln zł na wypowiedziane umowy na zakup PM)
- (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 8 mln zł
- (+) niższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 6 mln zł m.in. w związku z likwidacją wyrobisk

Wyniki na poszczególnych obszarach działalności GK Enea

EBITDA [tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Obrót	50 560	105 052	54 492	107,8%	32 751	54 230	21 479	65,6%
Dystrybucja	570 685	516 811	-53 874	-9,4%	265 555	254 438	-11 117	-4,2%
Wytwarzanie	331 493	427 280	95 787	28,9%	127 937	225 033	97 096	75,9%
Wydobycie	282 891	321 234	38 343	13,6%	132 574	142 965	10 391	7,8%
Pozostała działalność	28 495	23 055	-5 440	-19,1%	14 913	16 990	2 077	13,9%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-57 602	-34 997	22 605	39,2%	-35 553	-1 647	33 906	95,4%
EBITDA Razem	**1 206 522**	**1 358 435**	**151 913**	**12,6%**	**538 177**	**692 009**	**153 832**	**28,6%**





GK Enea IH 2017:

Najwyższa EBITDA w obszarze Dystrybucji

Najwyższy przyrost EBITDA w obszarze Wytwarzania w wyniku wzrostu mocy wytwórczych

GK Enea IIQ 2017:

Najwyższa EBITDA w obszarze Dystrybucji

Najwyższy przyrost EBITDA w obszarze Wytwarzania w wyniku wzrostu mocy wytwórczych

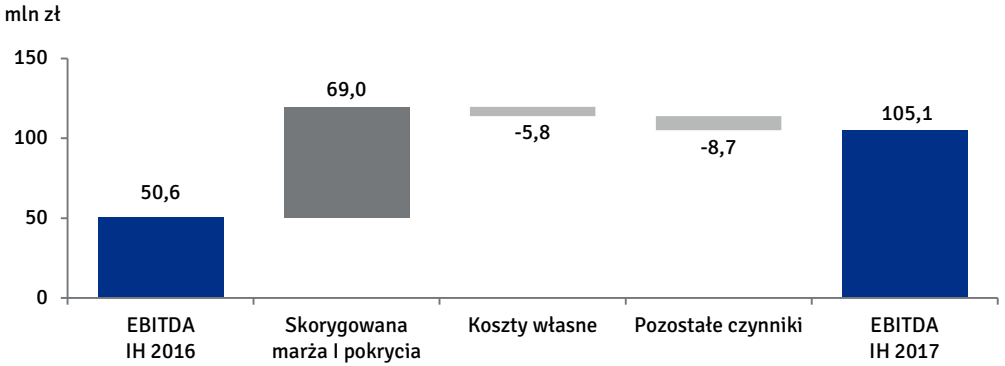
Obszar Obrotu

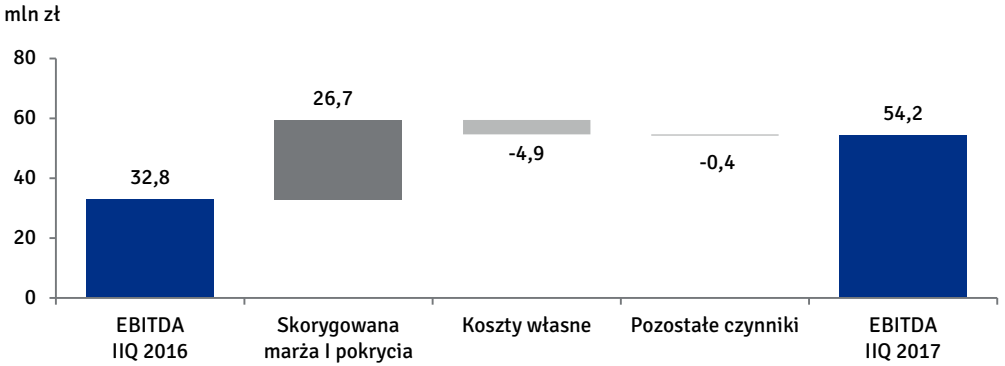
[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 446 677	2 799 035	-647 642	-18,8%	1 649 971	1 351 922	-298 049	-18,1%
EBIT	50 226	104 597	54 371	108,3%	32 582	53 992	21 410	65,7%
Amortyzacja	334	455	121	36,2%	169	238	69	40,8%
EBITDA	**50 560**	**105 052**	**54 492**	**107,8%**	**32 751**	**54 230**	**21 479**	**65,6%**
CAPEX [1)]	912	188	-724	-79,4%	769	-	-769	-100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	44%	36%	-8 p.p.	-	44%	34%	-10 p.p.	-

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez Enea SA

Handel hurtowy realizowany jest przez Enea Trading sp. z o. o.

1) Bez inwestycji kapitałowych Enea SA





IH 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża I pokrycia
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 4,4%
- (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 49,2%
- (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 10,2%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 8,2%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

Koszty własne
- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 7 mln zł
- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 1 mln zł

Pozostałe czynniki
- (+) niższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn o 7 mln zł
- (-) wyższe koszty postępowań sądowych o 2 mln zł
- (+) niższe koszty odpisanych należności o 1 mln zł
- (+) niższe odpisy aktualizujące należności o 2 mln zł

IIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża I pokrycia
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 5,9%
- (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 50,1%
- (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 11,0%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 11,7%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym

Koszty własne
- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 6 mln zł
- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 1 mln zł

Pozostałe czynniki
- (+) niższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 4 mln zł
- (-) wyższe koszty odpisanych należności o 1 mln zł
- (-) wyższe koszty postępowań sądowych o 1 mln zł

Obszar Wytwarzania

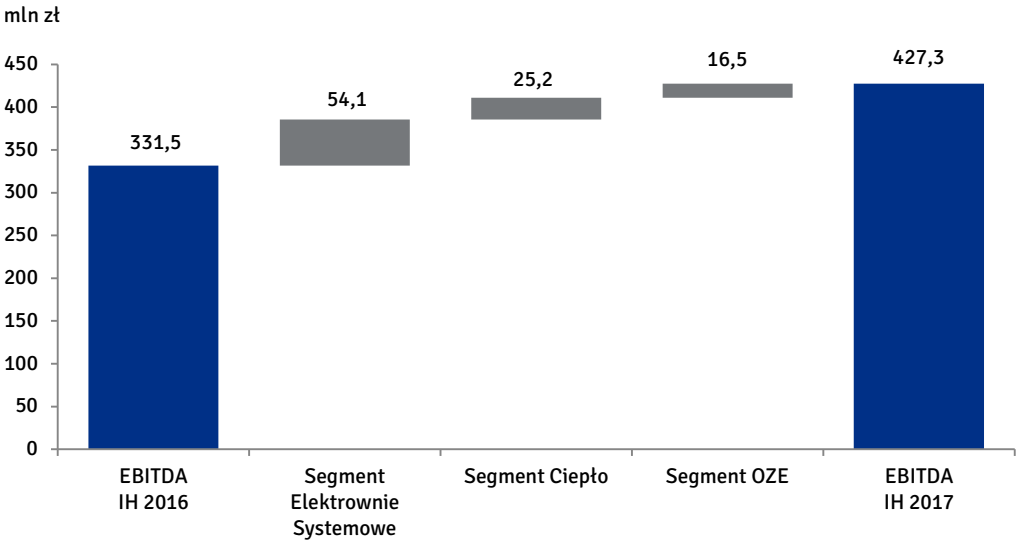
[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 689 259	2 147 041	457 782	27,1%	812 431	1 257 278	444 847	54,8%
energia elektryczna	1 475 822	1 897 197	421 375	28,6%	739 218	1 142 048	402 830	54,5%
świadectwa pochodzenia	26 924	38 414	11 490	42,7%	4 831	32 005	27 174	562,5%
sprzedaż uprawnień do emisji CO_2	12 562	10 463	-2 099	-16,7%	10 941	4 652	-6 289	-57,5%
ciepło	162 792	186 225	23 433	14,4%	51 457	70 272	18 815	36,6%
pozostałe	11 159	14 742	3 583	32,1%	5 984	8 301	2 317	38,7%
EBIT	168 565	283 002	114 437	67,9%	25 689	148 459	122 770	477,9%
Amortyzacja	120 928	144 278	23 350	19,3%	60 248	76 574	16 326	27,1%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%	42 000	-	-42 000	-100,0%
EBITDA	**331 493**	**427 280**	**95 787**	**28,9%**	**127 937**	**225 033**	**97 096**	**75,9%**
CAPEX	556 781	329 042	-227 739	-40,9%	421 342	84 447	-336 895	-80,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	22%	28%	6 p.p.	-	22%	32%	10 p.p.	-

W obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe Enea Wytwarzanie sp. z o.o. wraz z jej spółkami zależnymi oraz Enea Elektrownia Połaniec SA.

Enea Wytwarzanie posiada m.in. 10 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Kozienice.

W wyniku przejęcia EEP zasiliło obszar Wytwarzania o dodatkowe 7 bloków węglowych o łącznej mocy brutto 1.657 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasą o zainstalowanej mocy brutto 225 MW.

Roczne zdolności produkcyjne w tym obszarze wynoszą ok. 27 TWh energii elektrycznej - w rezultacie GK Enea stała się wiceliderem produkcji energii elektrycznej w Polsce.



IH 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe

- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 15,2 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 10,1 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 4,7 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 27,6 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 52,0 mln zł

Segment Ciepło

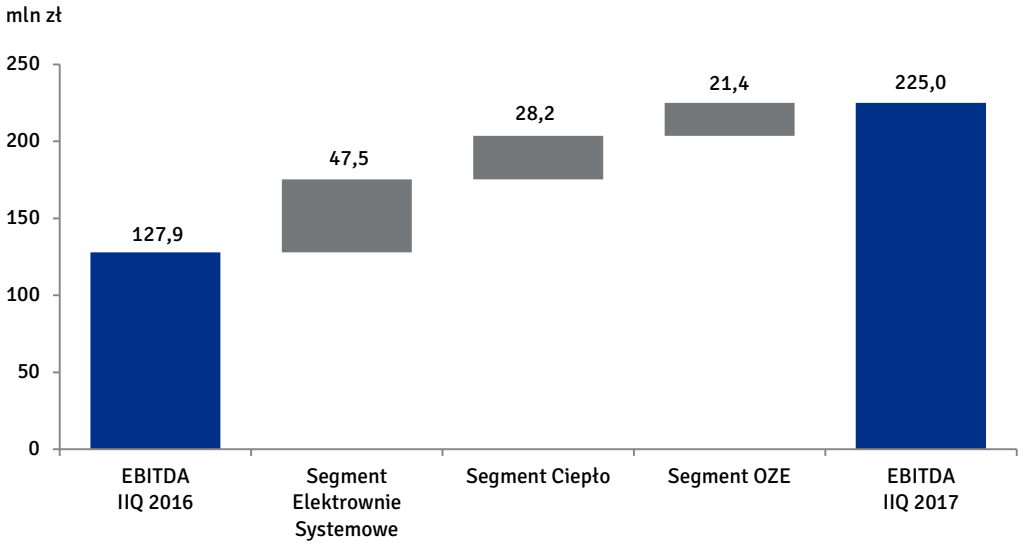
- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców o 24,3 mln zł, w tym spadek kosztów zużycia biomasy o 31,9 mln zł, wzrost kosztów zużycia węgla o 3,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 8,0 mln zł
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 4,6 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,5 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej o 12,2 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 5,1 mln zł

Segment OZE

- (-) Obszar Wiatr (-5,5 mln zł): spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,2 mln zł, wzrost kosztów stałych o 3,4 mln zł, wzrost przychodów z energii elektrycznej o 2,4 mln zł
- (+) Obszar Woda (+1,6 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 3,2 mln zł, zysk ze sprzedaży środków trwałych 0,6 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,1 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+2,1 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,6 mln zł, spadek kosztów zmiennych o 0,2 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,2 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 18,3 mln zł

Obszar Wytwarzania

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 689 259	2 147 041	457 782	27,1%	812 431	1 257 278	444 847	54,8%
energia elektryczna	1 475 822	1 897 197	421 375	28,6%	739 218	1 142 048	402 830	54,5%
świadectwa pochodzenia	26 924	38 414	11 490	42,7%	4 831	32 005	27 174	562,5%
sprzedaż uprawnień do emisji CO_2	12 562	10 463	-2 099	-16,7%	10 941	4 652	-6 289	-57,5%
ciepło	162 792	186 225	23 433	14,4%	51 457	70 272	18 815	36,6%
pozostałe	11 159	14 742	3 583	32,1%	5 984	8 301	2 317	38,7%
EBIT	168 565	283 002	114 437	67,9%	25 689	148 459	122 770	477,9%
Amortyzacja	120 928	144 278	23 350	19,3%	60 248	76 574	16 326	27,1%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%	42 000	-	-42 000	-100,0%
EBITDA	**331 493**	**427 280**	**95 787**	**28,9%**	**127 937**	**225 033**	**97 096**	**75,9%**
CAPEX	556 781	329 042	-227 739	-40,9%	421 342	84 447	-336 895	-80,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	22%	28%	6 p.p.	-	22%	32%	10 p.p.	-



IIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Segment Elektrownie Systemowe

- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 7,7 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 6,2 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 13,9 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 3,9 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 50,2 mln zł

Segment Ciepło

- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców o 11,4 mln zł, w tym spadek kosztów zużycia biomasy o 18,1 mln zł, wzrost kosztów zużycia węgla o 7,8 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 5,7 mln zł
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 4,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,3 mln zł
- (-) spadek przychodów z energii elektrycznej o 3,9 mln zł
- (+) spadek kosztów zakupu energii na potrzeby sprzedaży o 1,5 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 4,4 mln zł

Segment OZE

- (-) Obszar Wiatr (-0,6 mln zł): wzrost kosztów stałych o 1,4 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,7 mln zł, wzrost pozostałych kosztów zmiennych o 0,2 mln zł, wzrost przychodów z energii elektrycznej o 1,8 mln zł
- (+) Obszar Woda (+0,3 mln zł): wzrost przychodów z energii elektrycznej o 1,2 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,3 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,5 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+1,3 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,2 mln zł
- (+) Enea Elektrownia Połaniec 20,4 mln zł

Obszar Dystrybucji

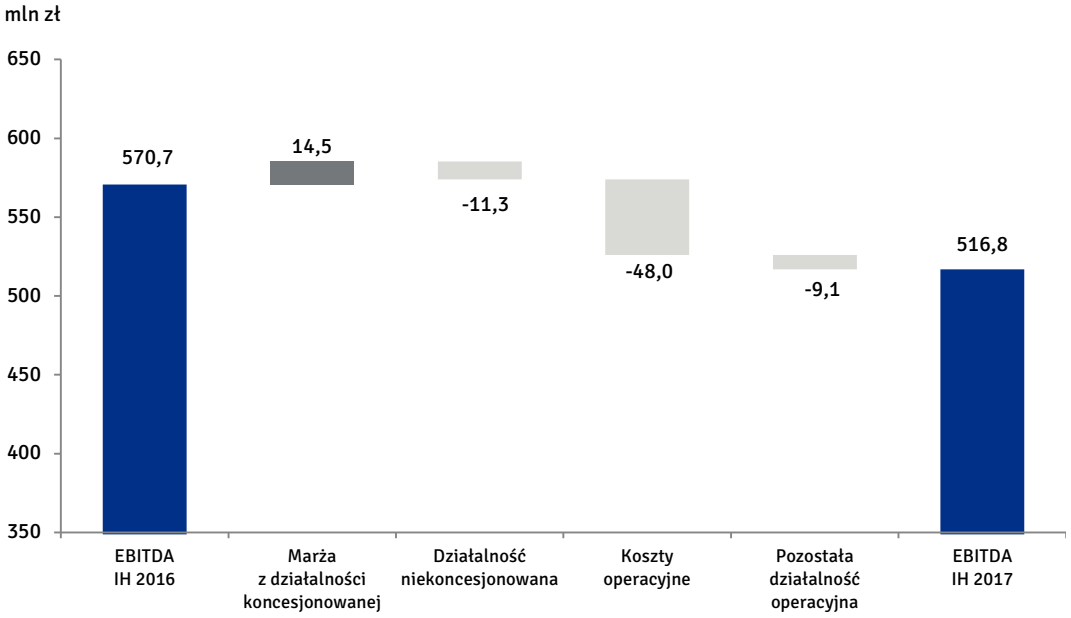
[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 531 261	1 628 660	97 399	6,4%	742 912	788 876	45 964	6,2%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	1 432 869	1 556 652	123 783	8,6%	684 971	748 773	63 802	9,3%
opłaty za przyłączenie do sieci	31 298	29 663	-1 635	-5,2%	15 599	16 176	577	3,7%
pozostałe	67 094	42 345	-24 749	-36,9%	42 342	23 927	-18 415	-43,5%
EBIT	328 747	273 852	-54 895	-16,7%	155 748	131 314	-24 434	-15,7%
Amortyzacja	241 938	242 959	1 021	0,4%	109 807	123 124	13 317	12,1%
EBITDA	**570 685**	**516 811**	**-53 874**	**-9,4%**	**265 555**	**254 438**	**-11 117**	**-4,2%**
CAPEX	424 315	343 558	-80 757	-19,0%	249 448	193 582	-55 866	-22,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	20%	21%	1 p.p.	-	20%	20%	-	-

Enea Operator sp. z o.o. odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,5 mln Klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km².

Podstawowym zadaniem Enea Operator jest dostarczanie energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu odpowiednich parametrów jakościowych.

W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe Spółek:

- **Enea Operator sp. z o.o.**
- **Enea Serwis sp. z o.o.**
- **Enea Pomiary sp. z o.o.**
- **Annacond Enterprises sp. z o. o.**



IH 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalności koncesjonowanej

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 124 mln zł
(+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej o 11 mln zł
(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 114 mln zł
(-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 5 mln zł
(-) niższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 2 mln zł

Działalność niekoncesjonowana

(-) niższe przychody ze sprzedaży usług o 11 mln zł

Koszty operacyjne

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 21 mln zł
(-) wyższe koszty usług obcych o 11 mln zł
(-) wyższe koszty podatków i opłat o 9 mln zł

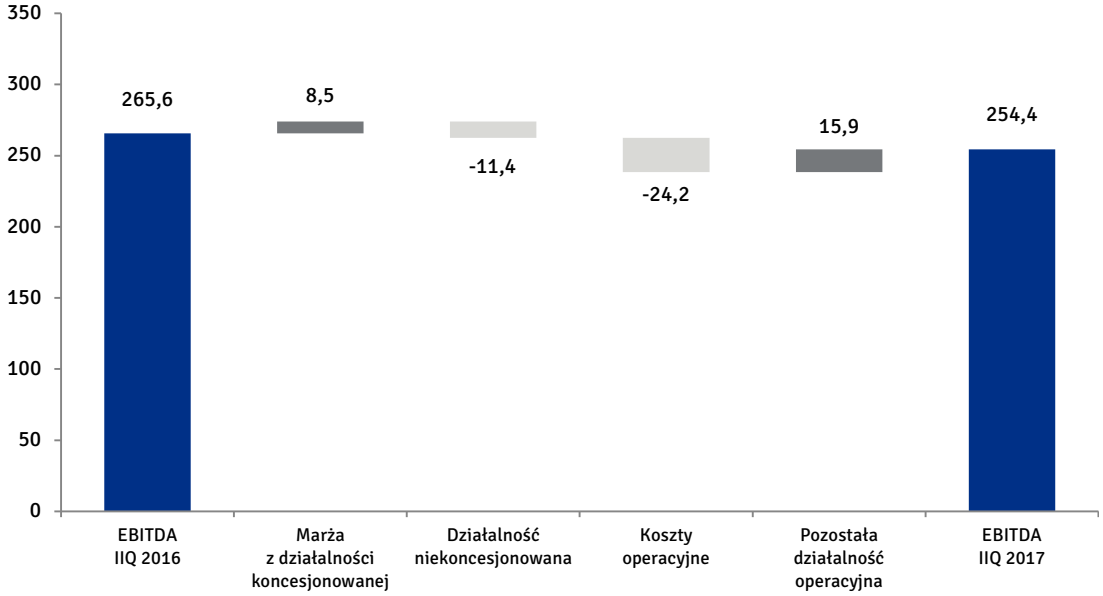
Pozostała działalność operacyjna

(-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 11 mln zł
(-) niższy wynik na ubezpieczeniach i szkodach losowych o 6 mln zł
(-) niższe przychody z tytułu realizacji umów o usunięcie kolizji o 4 mln zł
(+) niższe koszty uregulowań prawnych dot. majątku sieciowego 7 mln zł
(+) kary umowne i odszkodowania (saldo) 2 mln zł
(+) pozostałe przychody i koszty operacyjne 2 mln zł

Obszar Dystrybucji

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 531 261	1 628 660	97 399	6,4%	742 912	788 876	45 964	6,2%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	1 432 869	1 556 652	123 783	8,6%	684 971	748 773	63 802	9,3%
opłaty za przyłączenie do sieci	31 298	29 663	-1 635	-5,2%	15 599	16 176	577	3,7%
pozostałe	67 094	42 345	-24 749	-36,9%	42 342	23 927	-18 415	-43,5%
EBIT	328 747	273 852	-54 895	-16,7%	155 748	131 314	-24 434	-15,7%
Amortyzacja	241 938	242 959	1 021	0,4%	109 807	123 124	13 317	12,1%
EBITDA	**570 685**	**516 811**	**-53 874**	**-9,4%**	**265 555**	**254 438**	**-11 117**	**-4,2%**
CAPEX	424 315	343 558	-80 757	-19,0%	249 448	193 582	-55 866	-22,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	20%	21%	1 p.p.	-	20%	20%	-	-

mln zł



IIQ 2017 Czynniki zmiany EBITDA:

Marża z działalności koncesjonowanej

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 64 mln zł
(+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej o 3 mln zł
(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 57 mln zł
(-) niższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 2 mln zł

Działalność niekoncesjonowana

(-) niższe przychody ze sprzedaży usług o 11 mln zł

Koszty operacyjne

(-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 19 mln zł
(-) wyższe koszty podatków i opłat o 4 mln zł

Pozostała działalność operacyjna

(+) wyższe przychody z tytułu realizacji umów o usunięcie kolizji o 8 mln zł
(+) niższe odpisy aktualizujące należności o 6 mln zł
(+) niższe koszty likwidacji majątku sieciowego o 2 mln zł

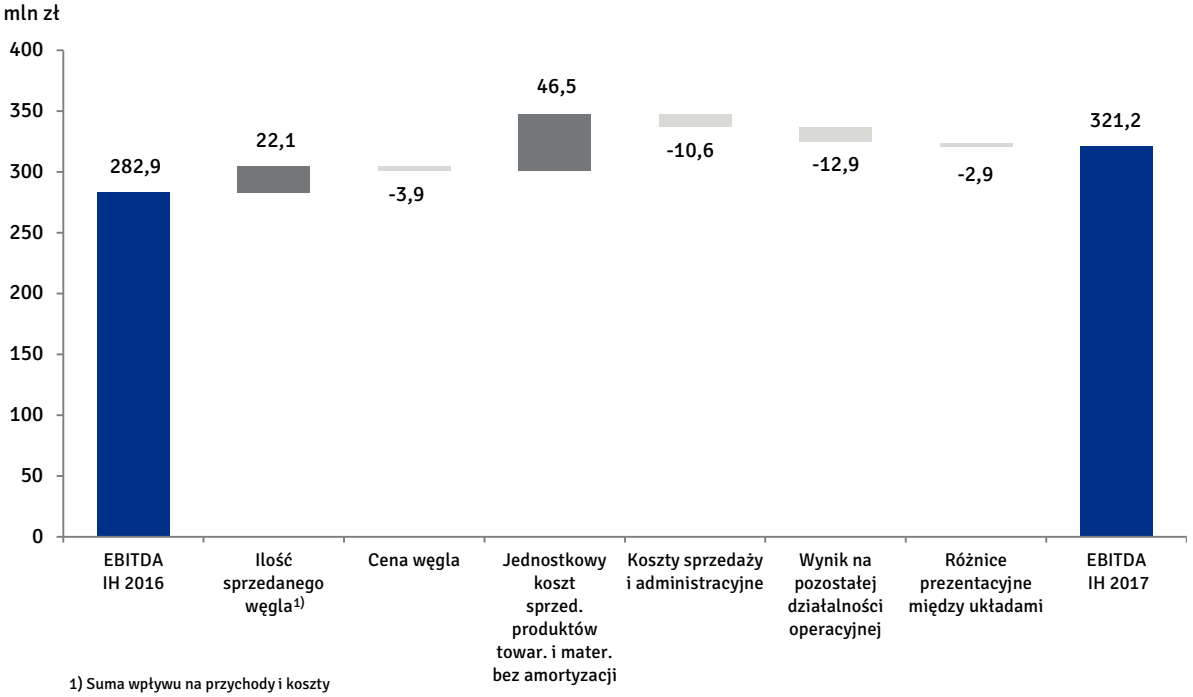
Obszar Wydobycia

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	848 662	902 117	53 455	6,3%	428 376	436 880	8 504	2,0%
węgiel	819 369	874 994	55 625	6,8%	414 349	426 165	11 816	2,9%
pozostałe produkty i usługi	23 058	20 891	-2 167	-9,4%	10 885	6 947	-3 938	-36,2%
towary i materiały	6 235	6 232	-3	0,0%	3 142	3 768	626	19,9%
EBIT	100 357	147 174	46 817	46,7%	32 924	57 581	24 657	74,9%
Amortyzacja	182 534	174 060	-8 474	-4,6%	99 650	85 384	-14 266	-14,3%
EBITDA	**282 891**	**321 234**	**38 343**	**13,6%**	**132 574**	**142 965**	**10 391**	**7,8%**
CAPEX	152 764	139 033	-13 731	-9,0%	91 985	73 607	-18 378	-20,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	11%	12%	1 p.p.	-	11%	11%	-	-

W obszarze Wydobycia prezentowane są wyniki finansowe GK LW Bogdanka z jednostką dominującą – Lubelski Węgiel „Bogdanka" SA oraz jej spółkami zależnymi.

LW Bogdanka dzieli swój asortyment sprzedaży na miał energetyczny, który stanowi 99%, oraz na groszek i orzech.

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.



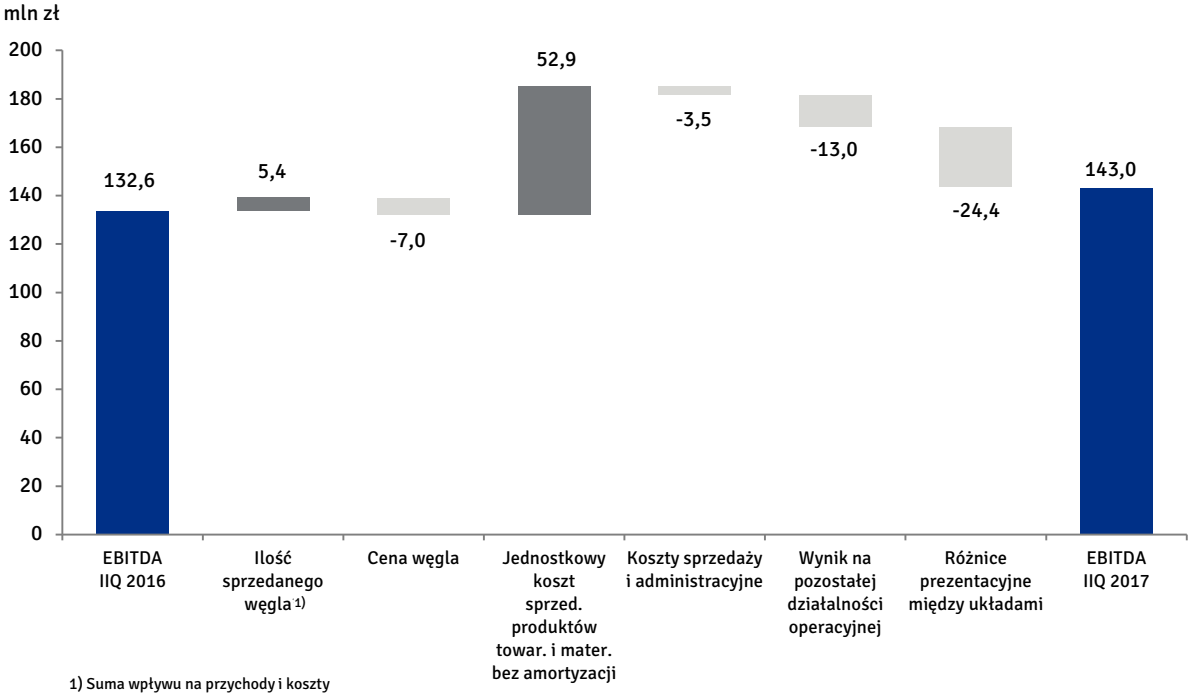
1) Suma wpływu na przychody i koszty

IH 2017 Czynniki osiągniętej EBITDA:

- (+) rentowność EBITDA 35,6% IH 2017 wobec 33,3% dla IH 2016
- (+) wzrost przychodów realizowany głównie za sprawą wyższej sprzedaży węgla o 283 tys. t (6,5%), przy jednoczesnym nieznacznym spadku ceny
- (+) spadek jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - poprawa efektywności kosztowej przy rosnącym wolumenie sprzedanego węgla
- (-) wyższe koszty administracyjne i sprzedaży: koszty sprzedaży - koszty obsługi logistycznej i celnej węgla sprzedawanego na Ukrainę; koszty administracyjne – wyższe wpłaty na PFRON oraz podatek od nieruchomości; 2016 r. - wyksięgowano koszty opcji menedżerskich
- (-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej - 2016 r. - rozwiązano rezerwę na odszkodowania dla firmy Budimex w związku z korzystnym wyrokiem Sądu Apelacyjnego
- (-) różnice prezentacyjne między układami GK Enea i GK LW Bogdanka dotyczące amortyzacji

Obszar Wydobycia

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	848 662	902 117	53 455	6,3%	428 376	436 880	8 504	2,0%
węgiel	819 369	874 994	55 625	6,8%	414 349	426 165	11 816	2,9%
pozostałe produkty i usługi	23 058	20 891	-2 167	-9,4%	10 885	6 947	-3 938	-36,2%
towary i materiały	6 235	6 232	-3	0,0%	3 142	3 768	626	19,9%
EBIT	100 357	147 174	46 817	46,7%	32 924	57 581	24 657	74,9%
Amortyzacja	182 534	174 060	-8 474	-4,6%	99 650	85 384	-14 266	-14,3%
EBITDA	**282 891**	**321 234**	**38 343**	**13,6%**	**132 574**	**142 965**	**10 391**	**7,8%**
CAPEX	152 764	139 033	-13 731	-9,0%	91 985	73 607	-18 378	-20,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	11%	12%	1 p.p.	-	11%	11%	-	-



1) Suma wpływu na przychody i koszty

IIQ 2017 Czynniki osiągniętej EBITDA:

- (+) rentowność EBITDA 32,7% IIQ 2017 wobec 30,9% dla IIQ 2016
- (+) wzrost przychodów realizowany głównie za sprawą wyższej sprzedaży węgla o 78 tys. t (3,6%), przy jednoczesnym spadku ceny
- (+) spadek jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - poprawa efektywności kosztowej przy rosnącym wolumenie sprzedanego węgla i korzystnym saldzie rezerw
- (-) wzrost kosztów sprzedaży i kosztów administracyjnych - 2016 r. - wyksięgowano koszty opcji menedżerskich
- (-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej - 2016 r. - rozwiązano rezerwę na odszkodowania dla firmy Budimex w związku z korzystnym wyrokiem Sądu Apelacyjnego
- (-) różnice prezentacyjne między układami GK Enea i GK LW Bogdanka dotyczące amortyzacji oraz strat aktuarialnych z wyceny rezerw

Obszar Pozostałej działalności

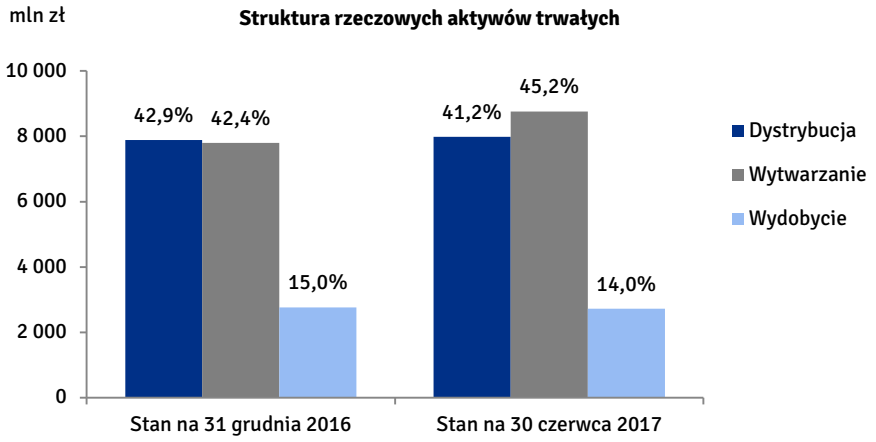
[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	268 548	264 428	-4 120	-1,5%	129 574	134 852	5 278	4,1%
EBIT	15 813	2 822	-12 991	-82,2%	8 255	6 887	-1 368	-16,6%
Amortyzacja	12 682	20 233	7 551	59,5%	6 658	10 103	3 445	51,7%
EBITDA	**28 495**	**23 055**	**-5 440**	**-19,1%**	**14 913**	**16 990**	**2 077**	**13,9%**
CAPEX	36 274	25 025	-11 249	-31,0%	26 693	15 127	-11 566	-43,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	3%	3%	-	-	3%	3%	-	-

W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

- **wsparcia dla pozostałych spółek w Grupie Kapitałowej:**
  Enea Centrum sp. z o.o. – stanowiąca Centrum Usług Wspólnych w Grupie w zakresie księgowości, kadr, teleinformatyki, obsługi klienta
  Enea Logistyka sp. z o.o. – spółka wyspecjalizowana w zakresie działalności logistycznej, magazynowej, zaopatrzeniowej
- **działalności towarzyszącej:**
  Enea Oświetlenie sp. z o.o. – spółka wyspecjalizowana w oświetleniu wewnątrz i na zewnątrz budynków; projektuje, buduje oświetlenie drogowe, iluminacje przestrzeni miejskich, podświetlanie budynków zabytkowych i użyteczności publicznej, a także świadczy usługi budowy i kompleksowej obsługi elektrowni fotowoltaicznych.

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej Enea

Aktywa [tys. zł]	Na dzień: 31 grudnia 2016	30 czerwca 2017	Zmiana	Zmiana %
Aktywa trwałe	**19 486 599**	**21 028 814**	**1 542 215**	**7,9%**
Rzeczowe aktywa trwałe	18 382 498	19 375 673	993 175	5,4%
Użytkowanie wieczyste gruntów	74 899	105 950	31 051	41,5%
Wartości niematerialne	370 638	402 205	31 567	8,5%
Nieruchomości inwestycyjne	28 020	27 506	-514	-1,8%
Inwestycje w jednostkach zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych	2 518	355 568	353 050	14 021,0%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	403 257	481 455	78 198	19,4%
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	42 482	42 999	517	1,2%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	112	49 863	49 751	44 420,5%
Instrumenty pochodne	40 267	26 995	-13 272	-33,0%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	30 690	48 403	17 713	57,7%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	111 218	112 197	979	0,9%
Aktywa obrotowe	**5 049 920**	**4 206 479**	**-843 441**	**-16,7%**
Prawa do emisji CO_2	417 073	134 488	-282 585	-67,8%
Zapasy	448 941	625 679	176 738	39,4%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 824 488	1 742 265	-82 223	-4,5%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	9 541	93 703	84 162	882,1%
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	478	481	3	0,6%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	4 852	22 488	17 636	363,5%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 340 217	1 586 445	-753 772	-32,2%
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	4 330	930	-3 400	-78,5%
Razem aktywa	**24 536 519**	**25 235 293**	**698 774**	**2,8%**



Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost 1.542 mln zł):

- wzrost rzeczowych aktywów trwałych o 993 mln zł wynika głównie z przejęcia aktywów EEP oraz odbioru kolejnych etapów budowy bloku 11
- wzrost inwestycji w jednostkach zależnych o 353 mln zł wynika z objęcia nowych udziałów w podwyższonym kapitale Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o., nabycia akcji Polimex-Mostostal SA oraz Elektrowni Ostrołęka SA
- wzrost aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy o 49 mln zł dotyczy wyceny opcji kupna akcji spółki Polimex-Mostostal SA

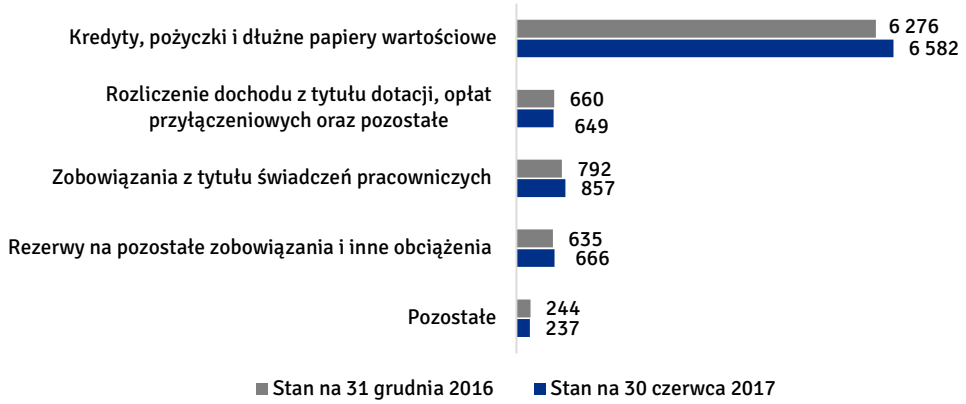
Czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 843 mln zł):

- spadek wartości praw do emisji CO_2 o 283 tys. zł w wyniku umorzenia praw za rok poprzedni
- wzrost zapasów o 177 mln zł wynika z przejęcia majątku EEP (wzrost o zapasy węgla, biomasy, świadectw pochodzenia)
- spadek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 753 mln zł wynika ze zrealizowanych płatności związanych z przeprowadzonymi procesami akwizycyjnymi oraz realizacją zadań inwestycyjnych

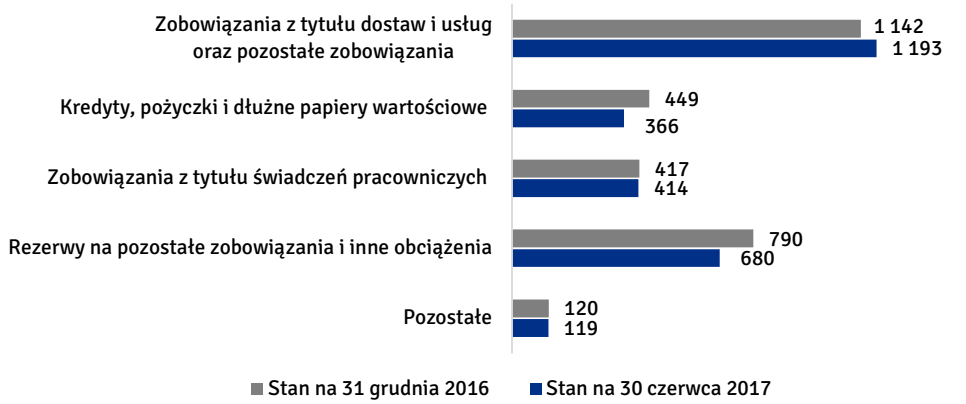
Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów Grupy Kapitałowej Enea

Pasywa [tys. zł]	Na dzień: 31 grudnia 2016	30 czerwca 2017	Zmiana	Zmiana %
Razem kapitał własny	**13 011 729**	**13 472 163**	**460 434**	**3,5%**
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	744	734	-10	-1,3%
Pozostałe kapitały	-25 652	-27 101	-1 449	-5,6%
Kapitał rezerwowy z wyceny instrumentów zabezpieczających	33 826	23 384	-10 442	-30,9%
Zyski zatrzymane	7 946 612	8 386 254	439 642	5,5%
Udziały niekontrolujące	835 717	868 410	32 693	3,9%
Razem zobowiązania	**11 524 790**	**11 763 130**	**238 340**	**2,1%**
Zobowiązania długoterminowe	8 606 757	8 991 149	384 392	4,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	2 918 033	2 771 981	-146 052	-5,0%
Razem pasywa	**24 536 519**	**25 235 293**	**698 774**	**2,8%**

Struktura zobowiązań długoterminowych



Struktura zobowiązań krótkoterminowych



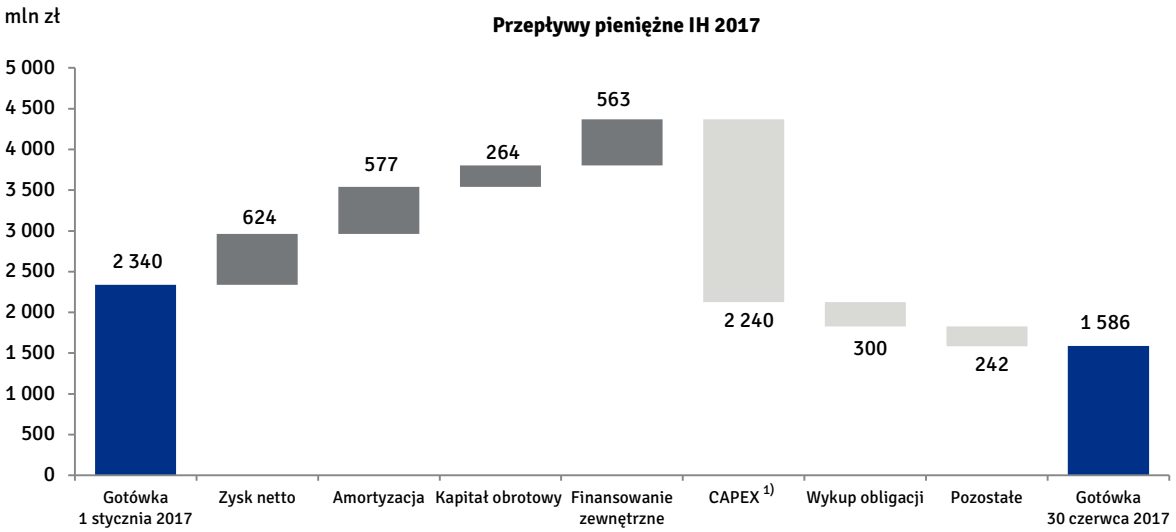
Wzrost zobowiązań długoterminowych (384 mln zł) wynika głównie z uruchomienia kolejnej transzy kredytu w EBI na finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego w celu modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych Enea Operator, wyemitowania nowych obligacji w ramach „Umowy Programowej do kwoty 700 mln zł" oraz wykupu obligacji przez LW Bogdanka. Dodatkowo, na wzrost wpływ ma zwiększenie zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych (wycena aktuarialna) oraz podwyższenie stanu rezerw na pozostałe zobowiązania.

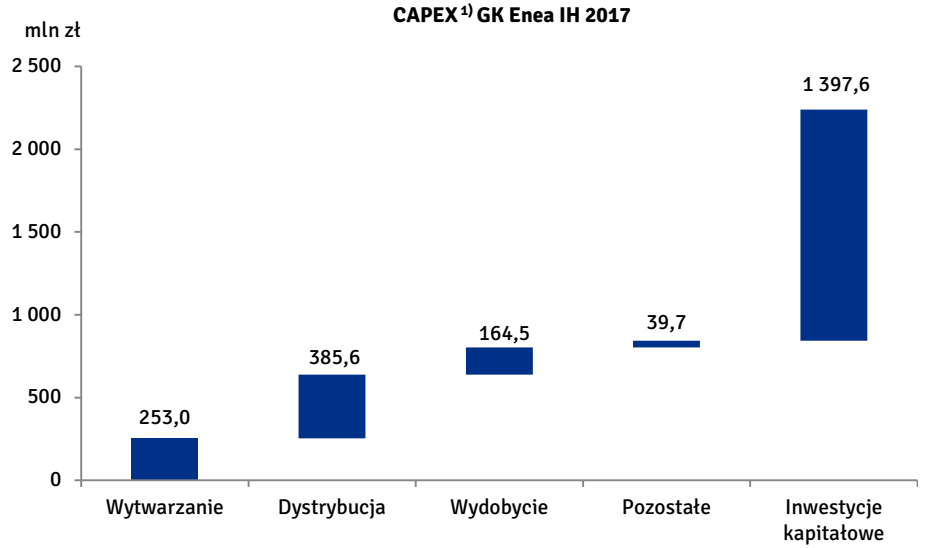
Czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 146 mln zł)

- 83 mln zł spadek kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych - reklasyfikacji zobowiązań finansowych (długo- / krótko- terminowe)
- 110 mln zł spadek rezerw na pozostałe zobowiązania i inne świadczenia – zmiana stanu rezerwy dotyczącej uprawnień do emisji CO_2
- 52 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych

Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej Enea

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 162 073	1 354 737	192 664	16,6%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-1 392 491	-2 235 821	-843 330	-60,6%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	511 574	127 312	-384 262	-75,1%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	281 156	-753 772	-1 034 928	-
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	1 822 094	2 340 217	518 123	28,4%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	**2 103 250**	**1 586 445**	**-516 805**	**-24,6%**





1) Nabycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabycie jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych skorygowane o nabyte środki pieniężne

Analiza wskaźnikowa [1)]

	IH 2016	IH 2017	IIQ 2016	IIQ 2017
Wskaźniki rentowności				
ROE -rentowność kapitału własnego	7,5%	9,3%	5,8%	9,0%
ROA -rentowność aktywów	4,0%	4,9%	3,1%	4,8%
Rentowność netto	8,4%	11,2%	6,8%	10,6%
Rentowność operacyjna	10,9%	14,0%	8,3%	14,0%
Rentowność EBITDA	21,5%	24,4%	20,2%	24,2%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej				
Wskaźnik bieżącej płynności	2,1	1,5	2,1	1,5
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	67,6%	64,1%	67,6%	64,1%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	46,3%	46,6%	46,3%	46,6%
Dług netto / EBITDA	1,7	2,1	1,7	2,1
Wskaźniki aktywności gospodarczej				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	52	55	55	54
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	47	54	49	51
Cykl rotacji zapasów w dniach	32	32	33	31

Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio Enea SA oraz Grupy Kapitałowej Enea zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu Enea SA za okres I półrocza 2017 r. sporządzone zostały zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości oraz Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR/MSSF) zatwierdzonymi przez Unię Europejską. Skrócone sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skróconych sprawozdań finansowych faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania, bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tys. zł.

1) Definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 89

Przewidywana sytuacja finansowa

W I półroczu 2017 r. GK LW Bogdanka osiągnęła bardzo dobre wyniki finansowe na tle branży – nastąpił wzrost sprzedaży ilościowej węgla o ponad 6,5%. Nadal podstawowym priorytetem dla obszaru jest utrzymanie kosztu jednostkowego wydobycia na doskonałym już teraz poziomie, przy jednoczesnej dbałości o racjonalność wydatków inwestycyjnych. Na stabilność wyników Wydobycia pozytywny wpływ ma włączenie Elektrowni Połaniec do struktury GK Enea oraz wykorzystanie dobrych praktyk w zakresie współpracy obszaru Wytwarzania i Wydobycia w zakresie wykorzystania zasobów węgla z LW Bogdanka.

Obszar Wytwarzania, który w I półroczu 2017 r. odpowiadał za 31% EBITDA GK Enea, pozostaje niezmiennie pod wpływem wymagającej sytuacji na rynku energii. Skoncentrowana na węglu kamiennym produkcja wiąże się z ekspozycją na ryzyko związane z kosztami emisji dwutlenku węgla. Istotne dla przychodów generowanych przez obszar Wytwarzania pozostają planowane w latach 2017-2018 duże remonty bloków wytwórczych, które wymuszą stosunkowo długie okresy zawieszenia produkcji energii elektrycznej. Mniejsza produkcja dotychczasowych aktywów wytwórczych będzie rekompensowana przez Blok 11, który zostanie oddany do eksploatacji w grudniu 2017 r. oraz poprzez optymalne wykorzystanie możliwości produkcyjnych dwóch zespołów źródeł wytwórczych, którymi pozostają Elektrownia Kozienice i Elektrownia Połaniec, włączona do GK Enea pod koniec I kwartału br. Skokowy wzrost ilości produkowanej energii, związany z nabyciem Elektrowni Połaniec, przyczynia się do wzrostu udziału obszaru Wytwarzania w EBITDA GK Enea.

Znaczący udział regulowanego obszaru Dystrybucji w wyniku EBITDA GK Enea (w I półroczu 2017 r. Dystrybucja odpowiadała za 38% EBITDA Grupy) wpływa na przewidywalność przepływów pieniężnych i stabilizuje je w czasie. Niezmiennie w roku 2017, podstawowymi elementami wpływającymi na wyniki tego obszaru pozostają dwa elementy: spadek średniego ważonego kosztu kapitału przyjmowanego przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) dla kalkulacji taryf (WACC) - 7,197% w 2015 r., 5,675% w 2016 r., 5,633% w 2017 r. oraz wprowadzenie przez URE od 2016 r. tzw. taryfy jakościowej. Wprowadzony mechanizm rozliczania dystrybutorów energii elektrycznej na podstawie zrealizowanych w roku wskaźników SAIDI i SAIFI może wpłynąć w sposób istotny na obniżenie poziomu EBITDA w obszarze Dystrybucji. Osiągnięcie wyznaczonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wskaźników w dużym stopniu zależy od warunków pogodowych panujących w danym roku, co stanowi pewne ryzyko dla stabilności osiąganych przychodów w latach przyszłych.

W obszarze Obrotu działania operacyjne koncentrują się na zwiększaniu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego – dzięki atrakcyjnej ofercie produktowej pozyskiwani są nowi Klienci, zwiększa się również wolumen sprzedawanej energii i gazu. Negatywnie na wyniki finansowe obszaru Obrotu wpływa rosnąca konkurencja na rynku wywierająca presję na realizowane ceny sprzedaży. Na lepsze r/r wyniki obszaru Obrotu niebagatelny wpływ ma rozwiązanie kontraktów długoterminowych na zakup zielonych praw majątkowych, ewentualne ryzyko związane z wpływem toczących się sporów z wytwórcami zielonej energii na wyniki kolejnych okresów mitygowane jest zawiązaniem rezerwy na poczet ewentualnych roszczeń.

Pomimo trudnych warunków rynkowych i regulacyjnych, dzięki konsekwentnemu wzrostowi wartości Grupy, poszukiwaniu synergii pomiędzy jej obszarami biznesowymi, GK Enea generuje wyniki finansowe na oczekiwanym poziomie, a sytuacja płynnościowa Grupy nie rodzi żadnych obaw. Zarząd nieustannie podejmuje działania mające na celu konsekwentny rozwój Grupy we wszystkich ogniwach łańcucha wartości.

Niezmiennie pozycja finansowa Grupy jest bezpieczna, wsparta przez stabilną ilość środków pieniężnych, których stan na koniec czerwca 2017 r. wraz z krótkoterminowymi aktywami finansowymi utrzymywanymi do terminu wymagalności oraz aktywami finansowymi wycenianymi w wartości godziwej przez wynik wyniósł ok. 1,586 mld zł. Kwota ta obejmowała środki pieniężne na rachunkach Spółek, w tym gotówki znajdującej się na rachunkach Elektrowni Połaniec w dniu przejęcia, a także lokaty bankowe. Dzięki konsekwentnie utrzymywanej dyscyplinie kosztowej oraz optymalnej alokacji posiadanych zasobów Grupa ma zagwarantowane korzystne i stabilne finansowanie inwestycji.

Dzięki doskonałym wynikom, dobrej pozycji gotówkowej oraz dostępności finansowania Grupa Enea konsekwentnie realizuje rozległy program CAPEX (nakładów inwestycyjnych) obejmujący przede wszystkim obszar Wytwarzania oraz sieć dystrybucyjną, nie rezygnując z inwestycji kapitałowych stanowiących okazje rynkowe (jak akwizycja LW Bogdanka, czy sfinalizowana w marcu 2017 r. akwizycja Elektrowni Połaniec).

Prognozy wyników finansowych

Zarząd Enea SA nie publikował prognoz wyników finansowych na 2017 r.

4. Akcje i akcjonariat

Struktura kapitału zakładowego

Wysokość kapitału zakładowego Enea SA na dzień publikacji raportu za I półrocze 2017 r. wynosi 441.442.578 zł i dzieli się na 441.442.578 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda.

Ogólna liczba głosów wynikających ze wszystkich wyemitowanych akcji Emitenta odpowiada liczbie akcji i wynosi 441.442.578 głosów.

Struktura akcjonariatu

Wszystkie akcje Spółki są akcjami zdematerializowanymi na okaziciela zarejestrowanymi w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych.

Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu Enea SA na dzień publikacji raportu okresowego za I półrocze 2017 r., tj. na 7 września 2017 r.

Akcjonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	227 364 428	51,50%
PZU TFI	43 959 339	9,96%
Pozostali	170 118 811	38,54%
RAZEM	**441 442 578**	**100,00%**

Od dnia publikacji poprzedniego raportu kwartalnego, tj. od 25 maja 2017 r. jedyna zmiana w strukturze akcjonariatu dotyczyła zmniejszenia się udziału funduszy zarządzanych przez TFI PZU poniżej progu 10% ogólnej liczby głosów w Spółce. Szczegółowe informacje w tym zakresie zostały przekazane w raporcie bieżącym nr 25/2017 z 27 czerwca 2017 r.

Notowania akcji Enea SA na Giełdzie Papierów Wartościowych

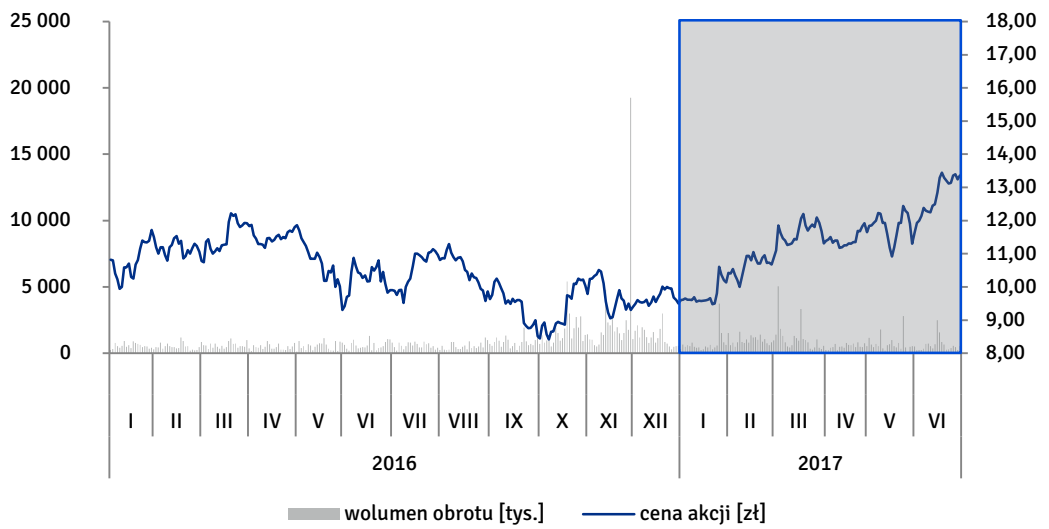
Akcje Enea SA notowane są Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. Udział akcji Spółki w indeksach na 30 czerwca 2017r.

WIG30	mWIG40	WIG energia	WIG Poland
1,28%	3,74%	14,10%	0,91%

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące akcji Spółki w I półroczu 2017 r.

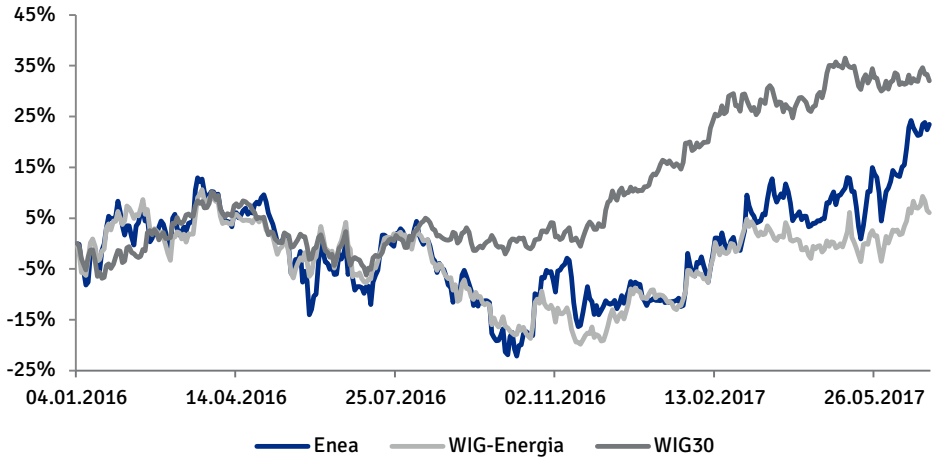
Dane	IH 2017
Liczba akcji [szt.]	441 442 578
Minimum [zł]	9,48
Maximum [zł]	13,44
Kurs na koniec okresu [zł]	13,36
Kurs na początek okresu [zł]	9,60
Średni wolumen [szt.]	789 171

Notowania akcji Enea SA w latach 2016-2017



W okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2017 r. kurs akcji Enei wzrósł z 9,60 zł do 13,36 zł, tj. o 3,76 zł, czyli 39,2%. Najwyższy kurs w tym okresie akcje Enei osiągnęły 20 czerwca, natomiast najniższy – 23 stycznia 2017 r.

Zmiana kursu akcji Enea SA
w porównaniu do zmian indeksów WIG30 i WIG-Energia



5. Władze

Skład osobowy Zarządu Enea SA

W trakcie I półrocza 2017 r. w skład Zarządu Spółki wchodziły następujące osoby:
- Mirosław Kowalik - Prezes Zarządu
- Wiesław Piosik - Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
- Piotr Adamczak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
- Mikołaj Franzkowiak - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Po zakończeniu okresu sprawozdawczego tj. w dniu 24 sierpnia 2017 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwały w przedmiocie odwołania ze składu Zarządu Spółki Wiesława Piosika tj. Członka Zarządu ds. Korporacyjnych i Mikołaja Franzkowiaka tj. Członka Zarządu ds. Finansowych. Równocześnie Rada Nadzorcza Spółki delegowała z tym samym dniem Członka Rady Nadzorczej Rafała Szymańskiego do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA na okres nieprzekraczający trzech miesięcy do czasu powołania nowego Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA.
Na dzień sporządzania niniejszego sprawozdania w toku pozostaje postępowanie kwalifikacyjne na stanowiska: Członka Zarządu ds. Korporacyjnych oraz Członka Zarządu ds. Finansowych.
Mając powyższe na uwadze na dzień publikacji niniejszego sprawozdania, tj. na 7 września 2017 r. Zarząd Spółki działa w następującym składzie.

Mirosław Kowalik

Prezes Zarządu

Mirosław Kowalik od ponad 20 lat związany jest z branżą energetyczną, pełniąc funkcje zarządcze na szczeblu operacyjnym i strategicznym. W 2015 r. kierował firmą SNC Lavalin sp. z o.o. Polska w randze Wiceprezesa Zarządu i Dyrektora ds. Rozwoju Biznesu. W latach 1999-2015 pracował na różnych stanowiskach menedżerskich dla Grupy ALSTOM Power, ostatnio jako Dyrektor ds. Sprzedaży i Marketingu. W latach 1995-1998 związany z koncernem ABB.

Mirosław Kowalik jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Akademii Morskiej w Gdyni. Ukończył studia menedżerskie MBA (program Rotterdam School of Management we współpracy z Uniwersytetem Gdańskim oraz Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów) uzyskując tytuł Executive Master of Business Administration. Jest również absolwentem studiów podyplomowych Zarządzanie Finansami Przedsiębiorstw w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Aktualnie odbywa studium doktoranckie Executive Doctor of Business Administration w Polskiej Akademii Nauk, Instytut Nauk Ekonomicznych.

Zakres kompetencji: Koordynacja zagadnień związanych z całokształtem działalności Spółki i Grupy Kapitałowej Enea.

Piotr Adamczak

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych

Piotr Adamczak jest związany z branżą energetyczną od ponad 20 lat. Karierę zawodową rozpoczął w Zakładzie Energetycznym Poznań. Kierował Wydziałem Organizacji Rynku w EnergoPartner Wielkopolska. W latach 2002-2011 pracował w Energetyce Poznańskiej, a po konsolidacji w Grupie Energetycznej Enea SA, na stanowiskach Kierownika Biura, Kierownika Wydziału i Dyrektora Pionu, zajmował się centralizacją i realizacją zadań w zakresie hurtowego obrotu energią elektryczną, zadań operatora handlowo technicznego, operatora handlowego, a także współpracą handlową z OZE. Od 2011 r. pracował na stanowisku Kierownika Biura, a od 2013 r. Dyrektora Departamentu Obrotu w Enea Trading, gdzie zajmował się działalnością handlową na rynkach energii elektrycznej, praw majątkowych do świadectw pochodzenia, uprawnień do emisji oraz współpracą handlową z OZE na rzecz spółek Grupy Enea.

Piotr Adamczak jest absolwentem Politechniki Poznańskiej na kierunku Elektrotechnika na Wydziale Elektrycznym. Ukończył również Studia Podyplomowe w zakresie Ekonomicznych Problemów Transformacji Elektroenergetyki w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie oraz podyplomowe studium Zarządzania obrotem energii elektrycznej na Wyższej Szkole Handlu i Usług w Poznaniu.

Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad całokształtem zadań związanych z działalnością handlową i obsługą Klientów.

Rafał Szymański

Członek Rady Nadzorczej delegowany do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych

Rafał Szymański jest zatrudniony w Departamencie Nadzoru Ministerstwa Energii. W ramach obowiązków zawodowych odpowiada m.in. za nadzór właścicielski wobec spółek z udziałem Skarbu Państwa. Od 2012 r. był związany z Ministerstwem Skarbu Państwa, gdzie pełnił m.in. funkcję Naczelnika Wydziału nadzorującego spółki sektora elektroenergetycznego z udziałem Skarbu Państwa. Wcześniej doświadczenie zawodowe zdobywał w Ministerstwie Środowiska, gdzie był odpowiedzialny za zagadnienia związane z m.in. z emisją gazów cieplarnianych i negocjacji międzynarodowymi w tym zakresie.

Od lipca 2015 r. wchodzi w skład Rady Nadzorczej Enea SA.

Rafał Szymański jest absolwentem studiów na Uniwersytecie Warmińsko-Mazurskim w zakresie Inżynierii ekologicznej oraz Podyplomowych Studiów Funkcjonowanie Rynku Energii w Szkole Głównej Handlowej. Ukończył również wiele szkoleń z zakresu zarządzania projektami, analizy sytuacji ekonomiczno-finansowych i gospodarczych spółek.

Zakres kompetencji: Nadzór i koordynacja nad wszystkimi zagadnieniami związanymi z Ładem Korporacyjnym, nadzorem właścicielskim oraz usługami w Grupie Kapitałowej Enea.

Skład osobowy Rady Nadzorczej Enea SA

W trakcie 2017 r. nie miały miejsca zmiany w składzie Rady Nadzorczej Spółki. Na dzień publikacji niniejszego raportu, tj. na 7 września 2017 r. Rada Nadzorcza Spółki IX kadencji składa się z dziesięciu członków i działa w następującym składzie:

Małgorzata Niezgoda, Przewodnicząca Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Małgorzata Niezgoda pracuje aktualnie jako Dyrektor Departamentu Nadzoru w Ministerstwie Energii. Od roku 2008 pełniła różne funkcje w departamentach zajmujących się nadzorem właścicielskim nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa w Ministerstwie Skarbu Państwa. W okresie listopad 2014 r. - luty 2015 r. pełniła funkcję Dyrektora Departamentu Górnictwa w Ministerstwie Gospodarki. W tym okresie został przygotowany proces restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego.

Małgorzata Niezgoda posiada wykształcenie wyższe, ukończyła Szkołę Główną Gospodarstwa Wiejskiego na kierunku Inżynieria Środowiska.

Piotr Kossak, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Piotr Kossak prowadzi praktykę radcowską we własnej kancelarii Radcy Prawnego w Sandomierzu specjalizującej się w sprawach reprywatyzacyjnych, prawie fundacyjnym i stowarzyszeń oraz prawie spółek. W latach 2010-2012 był związany Wyższą Szkołą Humanistyczno - Przyrodniczą w Sandomierzu - jako adiunkt i dziekan Wydziału Prawa i Administracji.

Piotr Kossak jest doktorem nauk prawnych w zakresie prawa. Tytuł ten uzyskał na Wydziale Prawa, Prawa Kanonicznego i Administracji KUL w Lublinie. W 1999 r. ukończył aplikację sądową w okręgu Sądu Okręgowego w Tarnobrzegu oraz złożył egzamin sędziowski w Sądzie Apelacyjnym w Rzeszowie. W 2006 r. uzyskał wpis na listę radców prawnych w Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Krakowie, natomiast w 2009 r. wpis na listę adwokacką Okręgowej Rady Adwokackiej w Kielcach. Piotr Kossak spełnia kryteria niezależności Członka Rady Nadzorczej.

Rafał Szymański, Sekretarz Rady Nadzorczej

Delegowany do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Rafał Szymański jest pracownikiem Ministerstwa Energii w Departamencie Nadzoru. W ramach obowiązków zawodowych odpowiada m.in. za nadzór właścicielski wobec spółek z udziałem Skarbu Państwa. Dotychczas był pracownikiem Ministerstwa Skarbu Państwa, gdzie m.in. pełnił funkcję Naczelnika Wydziału nadzorującego spółki sektora elektroenergetycznego z udziałem Skarbu Państwa.

Rafał Szymański ukończył studia na Uniwersytecie Warmińsko-Mazurskim w zakresie Inżynierii ekologicznej oraz Podyplomowe Studia Funkcjonowanie Rynku Energii w Szkole Głównej Handlowej.

Z dniem 24 sierpnia 2017 r. delegowany do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA na okres nieprzekraczający trzech miesięcy do czasu powołania nowego Członka Zarządu ds. Korporacyjnych Enea SA.

Wojciech Klimowicz, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Wojciech Klimowicz związany jest z Enea SA od 2003 r. i obecnie pracuje w Departamencie Sprzedaży.

Wojciech Klimowicz ukończył studia magisterskie na Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Wydziale Nauk Społecznych, Kierunku Politologia (specjalność: administracja samorządowa). Ukończył także Studia Podyplomowe: Statystyczna analiza danych w administracji i biznesie na Wydziale Ekonomii Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu.

Tadeusz Mikłosz, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Tadeusz Mikłosz posiada wieloletni staż zawodowy w obszarze elektroenergetyki oraz nadzoru właścicielskiego. Od 1983 r. związany z Enea SA i jej poprzednikiem prawnym, aktualnie pracownik Departamentu Zarządzania Operacyjnego. Od 1997 r. zasiadał w licznych Radach Nadzorczych spółek Prawa Handlowego.

Tadeusz Mikłosz posiada wykształcenie wyższe w zakresie zarządzania zespołami ludzkimi i politologii. Ponadto, ukończył Studia Podyplomowe w zakresie prawa gospodarczego na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu.

Sławomir Brzeziński, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 2 lipca 2015 r.

Sławomir Brzeziński jest związany z Enea SA od 2008 r. Obecnie pracuje na stanowisku Dyrektora Pionu Organizacji i Bezpieczeństwa. Wcześniej był związany m.in. ze spółką Międzynarodowe Targi Poznańskie w Poznaniu.

Sławomir Brzeziński jest absolwentem Politechniki Poznańskiej, Wydziału Budowy Maszyn i Zarządzania oraz Uniwersytetu Gdańskiego, Wydziału Prawa i Administracji. Ukończył także studia podyplomowe na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu w zakresie logistyki i zarządzania łańcuchem dostaw oraz Politechnice Poznańskiej na kierunku zarządzanie jakością.

Roman Stryjski, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Roman Stryjski jest profesorem Uniwersytetu Zielonogórskiego, Dyrektorem Instytutu Informatyki i Zarządzania Produkcją. Wcześniej, przez wiele lat związany był zawodowo z Wyższą Szkołą Inżynierską w Zielonej Górze i Wyższą Szkołą Pedagogiczną w Zielonej Górze. Członek międzynarodowych towarzystw naukowych i komitetów doradczych, Polskiego Towarzystwa Certyfikacji Energii oraz Komisji Nauk Organizacji i Zarządzania O/PAN w Poznaniu.

Roman Stryjski jest dr hab. nauk technicznych Uniwersytetu Marcina Lutra Halle/ Wittenberg.

Piotr Mirkowski, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Piotr Mirkowski w latach 2009-2015 był Członkiem Rady Nadzorczej w Spółce Akcyjnej Radpec SA. W latach 2007-2015 związany był z RTBS „Administrator" sp. z o.o. Od 1998 r. do 1999 r. był zatrudniony w Zakładzie Usług Technicznych Energetyki Cieplnej w Radomiu na stanowisku Dyrektora ds. eksploatacji. W latach 1989-1998 pracował jako Kierownik Wydziału Sieci Cieplnych w Wojewódzkim Przedsiębiorstwie Energetyki Cieplnej w Radomiu.

Piotr Mirkowski jest absolwentem Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Radomiu, specjalność technologia budowy maszyn. Ukończył również studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej w zakresie ciepłownictwa i ogrzewnictwa z audytingiem energetycznym. Posiada uprawnienia Audytora ISO i Pełnomocnika ISO.

Rafał Bargiel, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 15 stycznia 2016 r.

Rafał Bargiel prowadzi obecnie własną kancelarię radcy prawnego, która świadczy kompleksowe usługi prawne dla klientów indywidualnych i korporacyjnych. Od 1 września 2017 r. wykonuje zawód radcy prawnego w Kancelarii Radcy Prawnego Rafał Bargiel w Bielsku - Białej.

Rafał Bargiel tytuł magistra prawa zdobył na Uniwersytecie Śląskim w Katowicach na wydziale Prawa i Administracji. Ukończył aplikację adwokacką przy Okręgowej Radzie Adwokackiej w Bielsku - Białej.

Paweł Skopiński, Członek Rady Nadzorczej

Data powołania: 5 września 2016 r.

Paweł Skopiński jest Radcą prawnym Ministerstwa Energii. Od 2004 r. związany z Departamentem Prawnym w Ministerstwie Skarbu Państwa. W latach 2010 – 2016 był Radcą prawnym w Departamencie Prawnym i Procesowym Ministerstwa Skarbu Państwa. Wcześniej współpracował z renomowanymi kancelariami prawnymi w zakresie sporządzania opinii prawnych.

Paweł Skopiński ukończył Uniwersytet Warszawski na Wydziale Prawa i Administracji w Warszawie. W 2009 r. uzyskał tytuł zawodowy Radcy Prawnego i został wpisany na listę radców prawnych w Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Warszawie.

W związku z powołaniem Rady Nadzorczej Spółki IX kadencji ustanowione zostały Komitet ds. Audytu oraz Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń. Na dzień publikacji niniejszego raportu skład ww. komitetów kształtował się następująco:

Komitet ds. Audytu

Imię i nazwisko	Funkcja
Małgorzata Niezgoda	Przewodnicząca
Sławomir Brzeziński	Członek
Piotr Kossak [1)]	Członek
Roman Stryjski	Członek
Wojciech Klimowicz	Członek
Paweł Skopiński	Członek

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Szymański	Przewodniczący
Rafał Bargiel	Członek
Piotr Kossak [1)]	Członek
Tadeusz Mikłosz	Członek
Piotr Mirkowski	Członek

1) Piotr Kossak spełnia kryteria niezależności Członka Rady Nadzorczej

Wykaz akcji i uprawień do akcji Enea w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji Enea SA na 25 maja 2017 r.	Liczba akcji Enea SA na 7 września 2017 r.
Wiesław Piosik	Wiceprezes Zarządu	4 140	nd [1)]
Tadeusz Mikłosz	Członek Rady Nadzorczej	4 140	4 140

1) W składzie Zarządu Enea SA do dnia 24 sierpnia 2017 r.

6. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji Emitenta

Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Według prognoz ujętych w dokumencie „Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030" zapotrzebowanie na energię elektryczną w najbliższych latach będzie rosło we wszystkich sektorach gospodarki. Zgodnie z ww. dokumentem produkcja energii elektrycznej netto wzrośnie do 2030 r. do 193,3 TWh. Jednocześnie zgodnie z dokumentem „Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku" w perspektywie do 2050 r. produkcja energii elektrycznej zwiększy się o ok. 40% – z 158 TWh w 2010 r. do 223 TWh w 2050 r. [1)]

Zwolnienie z obowiązku taryfowania gospodarstw domowych

Na podstawie Art. 49 Ustawy – prawo energetyczne Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Ewentualne zwolnienie z taryfowania może pozytywnie wpłynąć na marżę ze sprzedaży energii.

Taryfa jakościowa

Nowy model regulacji jakościowej zaczął obowiązywać od 1 stycznia 2016 r., ale przełoży się na finanse Enea Operator (i innych OSD) dopiero w 2018 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzależnił część przychodu regulowanego od jakości usług świadczonych przez te podmioty. Ocena jakości usług odbywać się będzie poprzez pomiar szeregu wskaźników, w szczególności niezawodności zasilania oraz czasu realizacji przyłączeń do sieci elektroenergetycznej.

Wzrost liczby sprzedawców energii

Liczba sprzedawców energii elektrycznej systematycznie rośnie. Pojawienie się sprzedawcy prowadzącego agresywną politykę cenową może powodować presję na marżę ze sprzedaży energii klientom detalicznym.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że coraz więcej klientów decyduje się na zmianę sprzedawcy energii. Liczba odbiorców TPA (ang. Third Party Access, zasada dostępu stron trzecich do sieci) wśród przedsiębiorstw (grupy taryfowe A, B, C) wg stanu na koniec czerwca 2017 r. wyniosła 183.862, a więc zwiększyła się od końca grudnia 2016 r. o 10.004 (5,8%). Natomiast wśród gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) z zasady TPA wg stanu na koniec czerwca 2017 r. skorzystało 511.035 klientów, co oznacza wzrost o 48.405 (10,5%) w stosunku do stanu na koniec grudnia 2016 r. [2)]

Kontynuacja współpracy przy budowie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej

3 września 2014 r., pomiędzy PGE Polska Grupa Energetyczna a Tauron Polska Energia, Enea oraz KGHM Polska Miedź (Partnerzy Biznesowi), zawarta została Umowa Wspólników. 15 kwietnia 2015 r., zgodnie z Umową Wspólników, zawarta została umowa sprzedaży udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., w wyniku której każdy z Partnerów Biznesowych nabył 10% udziałów w PGE EJ 1. W następstwie zbycia przez PGE Polską Grupę Energetyczną na rzecz Partnerów Biznesowych udziałów w PGE EJ 1, PGE Polska Grupa Energetyczna posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1, a pozostali Partnerzy Biznesowi (Tauron Polska Energia, Enea oraz KGHM Polska Miedź) 30%, tj. każdy z osobna po 10%.

Zgodnie z założeniami PGE Polska Grupa Energetyczna pełni rolę lidera projektu budowy i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, a PGE EJ 1 ma w przyszłości pełnić funkcję operatora elektrowni.

Zgodnie z Umową Wspólników Strony zobowiązują się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Projektu (Etap rozwoju). Zaangażowanie finansowe Enei w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy kwoty ok. 107 mln zł. W I półroczu 2017 r. Spółka PGE EJ 1 kontynuowała prace w programie przygotowania do budowy elektrowni jądrowej w Polsce.

Strony Umowy Wspólników przewidują, że decyzja dotycząca deklaracji dalszego uczestnictwa poszczególnych Stron w kolejnym etapie Projektu zostanie podjęta po zakończeniu Etapu rozwoju.

Kontynuacja budowy bloku energetycznego

W 2012 r. Enea Wytwarzanie podpisała z konsorcjum firm Hitachi Power Europe GmbH (obecnie Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH) i Polimex-Mostostal SA umowę o wartości 5,1 mld zł netto w przedmiocie budowy bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy elektrycznej 1.075 MW_e brutto i sprawności 45,6% netto.

23 grudnia 2016 r. Enea Wytwarzanie sp. z o. o. podpisała z konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe oraz Polimeksu-Mostostalu aneks zmieniający termin przekazania bloku do eksploatacji na 19 grudnia 2017 r. Przesunięcie terminu wynika z przyczyn obiektywnych, niezależnych od stron umowy. Wartość kontraktu (5,1 mld zł netto) pozostała bez zmian.

Inwestycja w budowę nowego bloku energetycznego jest jednym z kluczowych przedsięwzięć podejmowanych w celu zwiększenia mocy wytwórczych Grupy Enea dla długoterminowego zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich klientów Grupy. Nowy blok energetyczny w Elektrowni Kozienice będzie najnowocześniejszym blokiem opalanym węglem kamiennym w Polsce oraz Europie. Zakończenie inwestycji pozwoli na zwiększenie mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice o ok. 30%.

Budowa portfela wytwórczego

Niezależnie od uruchomienia w Elektrowni Kozienice bloku o mocy 1.075 MW, Enea planuje swoje zaangażowanie w budowę nowych źródeł lub akwizycje już istniejących. Część tych aktywności będzie realizować poprzez partnerstwa z innymi grupami energetycznymi. Realizacja tej strategii będzie oznaczała istotny wzrost znaczenia Enei w wytwarzaniu energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Łączna moc zainstalowana konwencjonalnych źródeł wytwarzania ma wzrosnąć do poziomu 5,8-6,3 GW w 2025 r. Pozwoli to Grupie na produkcję ze źródeł własnych 20,7-22,8 TWh energii elektrycznej, co oznaczać będzie zbilansowanie produkcji i sprzedaży energii elektrycznej.

1) bip.me.gov.pl/files/upload/21394/Wnioski%20z%20analiz%20prognostycznych_2014-08-11.pdf
2) ure.gov.pl/pl/wskazniki-dane-i-anali/zmiana-sprzedawcy-moni/4776,Zmianasprzedawcymonitoring.html

Rating

Istotne znaczenie dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych Grupy ma podtrzymanie 30 czerwca 2017 r. przez agencję Fitch Ratings długoterminowego ratingu Enei w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB". Agencja potwierdziła i jednocześnie wycofała z przyczyn kontraktowych krajowy rating długoterminowy na poziomie „A+(pol)" ze stabilną perspektywą. Fitch Ratings prowadzi ocenę ryzyka kredytowego Spółki od 2011 r.

11 stycznia 2017 r. agencja EuroRating utrzymała rating kredytowy Enei na poziomie BBB. Zmianie uległa jedynie perspektywa ratingu ze stabilnej na negatywną.

Agencja EuroRating przyznaje ratingi spółkom wchodzącym w skład indeksu giełdowego WIG20 z własnej inicjatywy, w odpowiedzi na potrzeby informacyjne uczestników rynku, a proces oceny ryzyka kredytowego oparty jest na publicznie dostępnych informacjach.

Z uwagi na opuszczenie przez Enea SA składu indeksu WIG20 agencja EuroRating zaprzestała z 17 marca 2017 r. prowadzenia oceny ratingowej ryzyka kredytowego Spółki, jednocześnie wycofując nadany jej rating.

Spory zbiorowe

W żadnej z kluczowych spółek wchodzących w skład GK Enea nie ma sporów zbiorowych. W celu wyeliminowania zagrożenia i ewentualnego powstania sporu zbiorowego zarządy spółek prowadzą systematycznie dialog ze stroną społeczną.

Związki zawodowe Lubelskiego Węgla Bogdanka protestują przeciwko wprowadzaniu Ładu Korporacyjnego Grupy Enea. Nie może to jednak być powodem wszczęcia sporu zbiorowego, ponieważ katalog Ustawy o rozwiązywaniu sporów zbiorowych wymienia szczegółowo sprawy, które mogą być przyczyną wszczęcia sporu.

Postępowania sądowe i administracyjne

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby Enea SA lub jednostka zależna, których pojedyncza lub łączna wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych Enea SA.

Szczegółowy opis postępowań zamieszczony jest w nocie 23 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK Enea za I półrocze 2017 r.

Długofalowy rozwój rynku energii

16 lutego 2016 r. Rząd RP przyjął „Plan na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju Polski"[1]. Dokument określa główne kierunki działania państwa i nowe impulsy, które zapewnią jego stabilny rozwój w przyszłości.

Plan zakłada, że rozwój polskiej gospodarki będzie się opierał na pięciu filarach: reindustrializacji, innowacjach, kapitale, ekspansji zagranicznej oraz rozwoju społecznym i regionalnym.

Zgodnie z zapisami dokumentu dot. rynku energii, w celu podniesienie wydajności energetycznej i odblokowania inwestycji po 2020 r. (w tym uniknięcia blackoutu i uniezależnienia się od importu energii) państwo zamierza m.in. wspierać rozwój infrastruktury energetycznej (mosty energetyczne, technologie magazynowania prądu), uwolnić obszary rynku oraz wprowadzić mechanizm rynku mocy, który stanowiłby impuls dla inwestycji w segmencie energetyki konwencjonalnej.

Rozpoczął się proces wdrożenia rynku dwutowarowego, na którym przedmiotem obrotu, oprócz energii elektrycznej, będzie moc. Ministerstwo Energii w dokumencie „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy" opublikowanym 30 września 2016 r. uzasadnia konieczność wprowadzenia nowego rynku. Na początku grudnia 2016 r. Ministerstwo Energii przedstawiło projekt ustawy o rynku mocy. Jak napisano w uzasadnieniu wprowadzenie tego mechanizmu ma zapobiec niedoborom mocy wytwórczych, stworzyć zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymywania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii u odbiorców.

Nowe projekcje dla ścieżek cenowych energii

Długoterminowe projekcje finansowe Grupy Enea oparte o prognozowane ścieżki cenowe energii elektrycznej, oczekiwania co do zmian cen rynkowych świadectw pochodzenia energii, uprawnień do emisji CO_2 oraz cen węgla wskazują na coraz bardziej wymagającą sytuację obszaru Wytwarzania. Ze względu na utrzymywanie się cen energii na wyjątkowo niskich poziomach, powodujące zachwianie równowagi pomiędzy osiąganymi przychodami a kosztami wytworzenia energii, Grupa przewiduje konieczność szybkiego wejścia w życie zapowiadanych mechanizmów wsparcia dla energetyki systemowej (np. poprzez wdrożenie rynku mocy, o którym mowa powyżej). Trudności w generowaniu dobrych wyników finansowych przez źródła wytwórcze wykluczą możliwość ponoszenia nakładów na inwestycje rozwojowe, które w najbliższych latach wydają się nieuniknione.

Zmienność i płynność na rynku hurtowym

Od początku 2016 r. mamy do czynienia ze zmniejszającą się płynnością obrotu energią elektryczną na Rynku Terminowym Energii Elektrycznej prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii. Sytuacja nie poprawiła się w 2017 r. – wolumeny obrotu energią elektryczną na TGE były w czerwcu niższe względem roku ubiegłego o 30,7% na rynku terminowym przy wolumenie ok. 7 TWh. Spadek na rynku RDN (spot) był nieznaczny, niemniej jednak taki rozwój wydarzeń każe patrzeć na przyszłość z pewnym niepokojem związanym z możliwościami zabezpieczania pozycji handlowych. Pozytywnym faktem jest rosnący obrót na terminowym rynku gazu ziemnego, co pozwala na dywersyfikację aktywności handlowej.

Limity uprawnień do emisji CO_2

Istotnym elementem po stronie kosztowej, warunkującym rentowność wytwarzania energii elektrycznej jest przydział darmowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji w danym okresie rozliczeniowym. Otrzymanie darmowego przydziału emisji CO_2 warunkuje realizację dedykowanych inwestycji w Grupie Enea zgłoszonych do Krajowego Planu Inwestycyjnego (KPI). Wartość rzeczywiście poniesionych nakładów jest bazą do otrzymania uprawnień.

W roku 2017 prowadzone są prace związane z możliwością wykorzystania nieprzyznanych uprawnień z tyt. niższych vs. planowane kosztów zrealizowanych inwestycji. Ministerstwo Środowiska prowadzi rozmowy z KE w sprawie rozszerzenia listy zadań inwestycyjnych, zamkniętej w 2012 r., o nowe projekty z obszaru OZE, inwestycji niskoemisyjnych, inwestycji dotyczących efektywności energetycznej, inwestycji w sieci przesyłowe lub ciepłownicze.

Dodatkowo będą prowadzone działania mające na celu ustalenie zasad funkcjonowania IV fazy EU ETS, rozpoczynającej się od 2021 r. Do najistotniejszych zmian, mogących diametralnie wpłynąć na sytuację rynkową zalicza się m.in.:

- zwiększenie wskaźnika liniowego do 2,2%
- brak darmowych uprawnień dla sektorów nie zaliczanych jako narażonych na ryzyko ucieczki (carbon leakage)
- podwojenie przez pierwsze 4 lata funkcjonowania MSR liczby uprawnień ściąganych z puli aukcyjnej do rezerwy do poziomu 24% nadwyżki uprawnień
- trwałe usunięcie z rynku 800 mln uprawnień z MSR

1) www.mr.gov.pl/media/14840/Plan_na_rzecz_Odpowiedzialnego_Rozwoju_prezentacja.pdf

Limity Praw Majątkowych

W obszarze PMOZE_A (świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach) panuje permanentna nadwyżka praw na rynku, przekładająca się na niskie poziomy cenowe. Czynnikiem mogącym naprawić tę sytuację jest umożliwienie istniejącym instalacjom przechodzenia do systemu aukcyjnego, jednakże ogłaszane wolumeny aukcyjne dla istniejących instalacji są niewielkie i nie mają istotnego wpływu na poprawę sytuacji w sektorze.

W obszarze PMOZE_BIO (świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego) zauważalny jest silny niedobór uprawnień, których ceny mogą kształtować się znacznie powyżej opłaty zastępczej w związku z niedoborem uprawnień na rynku i umożliwieniem instalacjom korzystnych warunków przejścia do systemu aukcyjnego. Ze względu na konstrukcje przepisów prawnych te Prawa Majątkowe mogą być wyceniane nawet na 130% jednostkowych opłat zastępczych.

Dla PMEF (efektywność energetyczna) do końca 2016 r. utrzymywał się niedobór PMEF na rynku – w ostatnim dniu notowań ceny transakcyjne były wyższe niż poziom jednostkowej opłaty zastępczej.

Obecnie funkcjonujący system praw majątkowych dla kogeneracji obowiązuje do końca 2018 r.

Portfel gazowy

Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne, rynek gazu podlega sukcesywnej liberalizacji. Od 1 października 2017 r. uwolnione zostaną ceny dla pozostałych odbiorców biznesowych. Obowiązek przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia pozostanie tylko w segmencie gospodarstw domowych.

Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Ścieżka cenowa energii elektrycznej będzie silnie uzależniona od kosztów pozyskania paliwa produkcyjnego. Konieczność restrukturyzacji sektora górniczego w średnim terminie bez wątpienia przełoży się na zmianę cen dostarczanych miałów energetycznych. Kierunek zmian nie jest jednoznaczny, niemniej jednak jako podstawowy składnik kosztu generacji krajowej energii elektrycznej wprowadza dodatkowe ryzyka związane z procesem kontraktacji terminowej.

Powołanie Spółki ElectroMobility Poland SA

PGE Polska Grupa Energetyczna, Energa, Enea oraz Tauron Polska Energia 19 października 2016 r. powołały spółkę ElectroMobility Poland SA. Działalność nowej spółki ma przyczynić się do powstania systemu elektromobilności w Polsce.

Nowa spółka dysponuje kapitałem zakładowym w wysokości 10 mln zł. Każda ze spółek powołujących ElectroMobility Poland objęła po 25% kapitału akcyjnego, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy.

Wypowiedzenie/odstąpienie przez Enea SA od umów dotyczących zakupu praw majątkowych

28 października 2016 r. Enea złożyła oświadczenia o wypowiedzeniu lub odstąpieniu od długoterminowych umów na zakup praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł (tzw. zielonych certyfikatów). Umowy te uległy rozwiązaniu.

Przyczyną wypowiedzenia/odstąpienia od poszczególnych umów przez Spółkę było wyczerpanie możliwości przywrócenia równowagi kontraktowej i ekwiwalentności świadczeń stron wywołanych zmianami prawa. Skutkiem finansowym wynikającym z rozwiązania umów będzie uniknięcie przez Spółkę straty stanowiącej różnicę między cenami umownymi a ceną rynkową zielonych certyfikatów.

Aktualnie przed Sądem Okręgowym w Poznaniu toczą się dwie sprawy o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia (odstąpienia) przez Enea SA od umów sprzedaży praw majątkowych. Dodatkowo toczą się postępowanie przeciwko Enea SA o zapłatę tytułem wynagrodzenia za prawa majątkowe, które wynikały z potrącenia płatności za szkodę wyrządzoną Enea SA powstałą wskutek niewykonania przez kontrahentów obowiązku kontraktowego przystąpienia w dobrej wierze do renegocjacji kontraktów długoterminowych na sprzedaż praw majątkowych zgodnie z obowiązującą strony klauzulą adaptacyjną.

Szacowana całkowita wartość zobowiązań umownych Enei wynosiła ok. 1.187 mln zł netto.

Zmiany legislacyjne

- Podpisanie 14 sierpnia 2017 r. przez Prezydenta RP nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii (Ustawa OZE). Nowelizacja zakłada zmianę sposobu obliczania opłaty zastępczej w ten sposób, że jednostkowa opłata zastępcza będzie wynosić 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia
- Podpisanie 2 sierpnia 2017 r. przez Prezydenta RP ustawy prawo wodne (Prawo Wodne). Prawo Wodne wprowadza dodatkowe opłaty za korzystanie z wód i odprowadzanie ścieków w postaci tzw. kosztów stałych wnoszonych kwartalnie na rzecz Przedsiębiorstwa Państwowego Wody Polskie. Prawo Wodne przewiduje górne maksymalne stawki opłat, które mogą zostać obniżone w drodze rozporządzenia

Obecnie nie jest możliwa ocena skutków zmian w legislacji na wynik finansowy oraz wycenę aktywów Grupy m.in. z uwagi na niezakończony proces legislacyjny oraz możliwe uzgodnienia z Komisją Europejską. W najbliższym czasie Grupa będzie prowadziła analizy dotyczące wpływu powyższych zmian na sprawozdanie finansowe.

Społeczna odpowiedzialność biznesu Grupy Enea w I półroczu 2017 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

Enea Partnerem Strategicznym Forum Odpowiedzialnego Biznesu

W marcu 2017 r. Enea przystąpiła do **Programu Partnerstwa Forum Odpowiedzialnego Biznesu**. Oficjalna inauguracja współpracy miała miejsce podczas ogłoszenia Raportu „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2016. Dobre praktyki".

Program Partnerstwa Forum Odpowiedzialnego Biznesu to długofalowy i kompleksowy program współpracy z firmami – liderami odpowiedzialnego biznesu, które poprzez swoje zaangażowanie i działania przyczyniają się do szerzenia idei odpowiedzialnego biznesu w Polsce i kreowania dobrego klimatu wśród różnych grup interesariuszy. Partnerzy strategiczni to firmy, które mogą pochwalić się dorobkiem w zakresie odpowiedzialności społecznej i zrównoważonego rozwoju. Obecnie Partnerami Strategicznymi FOB jest 50 firm.

FOB jest najstarszą i największą organizacją pozarządową w Polsce, która zajmuje się koncepcją społecznej odpowiedzialności biznesu w kompleksowy sposób. To organizacja typu think-and-do-tank, będąca rzecznikiem prowadzenia biznesu w sposób odpowiedzialny, czyli biorący pod uwagę wpływ przedsiębiorstwa na środowisko i społeczeństwo. Wraz z Partnerami Strategicznymi wyznacza trendy i kierunki odpowiedzialnego biznesu i zrównoważonego rozwoju w Polsce.

Dobre praktyki Grupy Enea zakwalifikowane do Raportu „Odpowiedzialny Biznes w Polsce"

Grupa Enea od lat prowadzi liczne projekty i wspiera różne inicjatywy w zakresie społecznej odpowiedzialności biznesu. Potwierdzeniem zaangażowania jest publikowanie od 2011 r. w **Raporcie „Odpowiedzialny Biznes w Polsce. Dobre praktyki"** działań CSR zrealizowanych przez Grupę Enea. Raport FOB jest największym cyklicznym w Polsce przeglądem aktywności i działań biznesu społecznie odpowiedzialnego. Piętnasta edycja raportu zawiera opisy praktyk 180 firm, które swoje działania realizowały w 2016 r. oraz podsumowuje najważniejsze kwestie związane z odpowiedzialnym biznesem w Polsce.

W raporcie wyróżnionych zostało sześć projektów i programów CSR Grupy Enea. Wśród opublikowanych praktyk znalazły się dwie inicjatywy długoterminowe:

- raport zrównoważonego rozwoju za rok 2015
- program wolontariatu kompetencyjnego – lekcje edukacyjne „Nie taki prąd straszny"

oraz cztery nowe inicjatywy:

- program ochrony czynnej skrajnie zagrożonego wyginięciem rybołowa z uwzględnieniem infrastruktury przesyłu energii – inicjatywa Enei Operator we współpracy z Regionalną Dyrekcją Ochrony Środowiska w Gorzowie Wielkopolskim
- zasady przyjmowania i wręczania upominków w Grupie Enea
- akcja edukacyjna Enei Operator „Dbamy o Twoje bezpieczeństwo. Ty też o nie zadbaj!"
- konkurs Enei Trading „Modelowanie Rynku Energii"

Społeczna odpowiedzialność biznesu Grupy Enea w I półroczu 2017 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

Wolontariat pracowniczy

Uwolnij swoją energię i daj siebie innym – to hasło, które w 2017 r. przyświeca Wolontariuszom Grupy Enea. Dzięki zaangażowaniu Fundacji Enea każde działanie związane z wolontariatem Pracowniczym ma możliwość dofinansowania kwotą 2.000 zł.

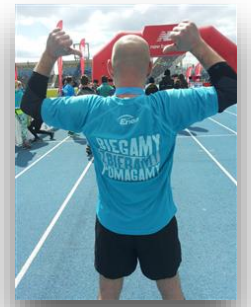
Działania Wolontariuszy Grupy Enea:

- Wolontariusze Grupy:
  - pomogli w rewitalizacji ogrodu na terenie Warsztatów Terapii Zajęciowej w Kozienicach
  - z inicjatywy społeczności lokalnej z terenu Kozienic i Publicznej Szkoły Podstawowej w Brzeźnicy zorganizowali charytatywny rajd rowerowy, który pomógł w zebraniu środków na leczeniu nauczycielki ze Szkoły Podstawowej w Brzeźnicy – pacjentki onkologicznej
  - przeprowadzili proekologiczną, edukacyjną akcję w trzech szkołach z gminy Kozienice, położonych w bliskim sąsiedztwie rzeki Wisły. Akcja została zorganizowana wspólnie z Polskim Związkiem Wędkarskim w ramach obchodów Roku Rzeki Wisły. W szkołach odbyły się prelekcje, podczas których uczniowie zdobyli wiedzę na temat Wisły w historycznym i geograficznym aspekcie, jak również gatunków ryb żyjących w Królowej Polskich Rzek. Uzupełnieniem działań była wspólna akcja zarybiania Wisły
  - uczestniczyli w pracach porządkowych w ogrodzie Hospicjum Palium w Poznaniu
  - odmalowali i udekorowali świetlicę środowiskową w centrum Poznania, w której na co dzień uczą się i bawią dzieci z dysfunkcyjnych rodzin w Poznaniu
- Wolontariat kompetencyjny - kontynuacja rozwoju wolontariatu kompetencyjnego poprzez realizację programów „Nie taki prąd straszny” oraz „Pierwsza pomoc - ratownictwo przedmedyczne”.

Akcja charytatywna

„Biegamy, zbieramy, pomagamy” to pierwsza **akcja charytatywna** skierowana do Pracowników Grupy Enea, której celem jest promowanie aktywności fizycznej i zdrowego trybu życia oraz integracja Pracowników Spółek Grupy. Poprzez udział w zawodach biegowych Pracownicy zbierają punkty, które przeliczane są na złotówki. Dzięki zebranej kwocie będzie możliwa realizacja działań wspierających sportowe talenty u dzieci i młodzieży. Akcja trwa od marca do listopada 2017 r.

W II kwartale 2017 r. ponad 90 zawodników zgłosiło się do akcji i zebrało już ponad 15.200 zł. Akcję wspiera Fundacja Enea.



Celowe Projekty Fundacji Enea

Dobra Energia ponad Granicami – program, który buduje most relacji pomiędzy społecznością Wielkopolski, a Polakami z Wileńszczyzny.

Głównymi filarami Projektu są:

- wymiana uczniowska (10-dniowy pobyt w Polsce dla 50-osobowej grupy uczniów z polskich szkół w Wilnie)
- dokształcanie kadry pedagogicznej
- zbiórka i zaopatrzenie bibliotek polskich szkół na Litwie we współczesną literaturę polską
- partner Projektu: Caritas Archidiecezji Poznańskiej

DOBRA ENERGIA
ponad granicami

Społeczna odpowiedzialność biznesu Grupy Enea w I półroczu 2017 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

Działania dla potrzebujących

Paczka Wielkiej Mocy na Wielkanoc to akcja, do której co roku zachęcamy Pracowników wszystkich Spółek Grupy Enea. Pracownicy Grupy zbierają zabawki, słodycze oraz drobne upominki, dla podopiecznych instytucji, które sami wskazują. W 2017 r. objęto akcją podopiecznych z dziesięciu instytucji funkcjonujących na terenie działania Grupy. Świąteczne dary trafiły do: Domu Samotnej Matki w Kiekrzu, Dziecięcego Szpitala Specjalistycznego w Pile, Domu Dziecka w Gnieźnie, MOPSu w Kozienicach, Placówki Socjalizacyjnej „PANDA" w Kozienicach, Świetlicy Socjoterapeutycznej Polskiego Komitetu Pomocy Społecznej ,,Tulipanki" w Poznaniu, Stowarzyszenia Pomocy dla Rodzin Ubogich ,,Nadzieja" w Gnieźnie, Domu Dziecka w Szamotułach, Zachodniopomorskiego Hospicjum dla Dzieci oraz do świetlicy Środowiskowej w Koźli.

Nagrody

Fundacja Enea, prowadząca liczne projekty i wspierająca różne inicjatywy w zakresie społecznej odpowiedzialności biznesu, 22 kwietnia odebrała **wyróżnienie „Signum Caritatis" w kategorii Darczyńcy Roku.**

Program grantowy

18 kwietnia wystartował program grantowy p.n. Potęga poMocy. Celem akcji jest przyznanie grantów w formie pieniężnej darowizny najlepszym inicjatywom społecznym zgłoszonym przez Pracowników Grupy Enea. Do końca 2017 r. zaplanowano trzy edycje, w których wyłonione zostaną po trzy zwycięskie inicjatywy.

I edycja – zwycięskie inicjatywy:

- **Stowarzyszenie maliniewidzialni.leszno.pl** z Leszna – „Pirackie przygody" – impreza plenerowa dla dzieci niepełnosprawnych i ich rodzin
- **Dom Dziecka w Gnieźnie** – „Moja Grupa zwiedza kraj" – konkurs dla wychowanków Domu Dziecka, w którym dwie grupy ucząc się pracy zespołowej, zaufania, zasad zdrowej rywalizacji, walczyli o wyjazd do Wrocławia
- **Fundacja Pomocy Dzieciom z Chorobami Nowotworowymi w Poznaniu** – organizacja festynu na terenie szpitala klinicznego dla małych podopiecznych, spędzających wakacje w szpitalu

Potęga poMocy

Społeczna odpowiedzialność biznesu LW Bogdanka w I półroczu 2017 r. skupiła się wokół realizacji poniższych działań:

Wolontariat pracowniczy w LW Bogdanka

Wolontariat pracowniczy w LW Bogdanka w I półroczu 2017 r. realizowano poprzez organizację akcji:

- **„Pozytywnie nakręceni" -** zbiórka nakrętek dla podopiecznych Lubelskiego Hospicjum im. Małego Księcia
- **„Gorączka Złota"** - zbiórka zalegających w portfelu monet o niskich nominałach 1, 2, 5 gr, które z końcem czerwca przekazano do lubelskiego oddziału PCK osiągając rekordowy w województwie wynik – 500 kg

oraz „oddolnych", pracowniczych akcji charytatywnych na rzecz grup znajdujących się w trudnej sytuacji życiowej, m.in. osób pokrzywdzonych w wypadkach oraz dotkniętych chorobą.

Zaangażowanie na rzecz branży górniczej oraz zrównoważonego rozwoju

Grupa Wspólnych Inicjatyw - Górnictwo O.K. - to projekt mający na celu wdrażanie i komunikowanie działań społecznie odpowiedzialnych, ukazywanie znaczącej roli strategii CSR w osiąganiu celów finansowych przedsiębiorstw górniczych, a także współpracę przy opracowywaniu standardów zarządzania procesem wpływu na lokalne otoczenie, rynek, czy Pracowników. W czerwcu 2017 r. LW Bogdanka oficjalnie przystąpiła do Inicjatywy poprzez uroczyste podpisanie Porozumienia.

Grupa robocza ds. edukacji i popularyzacji CSR przy Zespole ds. Zrównoważonego Rozwoju i Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, organie pomocniczym Ministra Rozwoju i Finansów - w odpowiedzi na potrzebę skutecznego docierania do różnych grup Interesariuszy z działaniami edukacyjnymi w zakresie zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego prowadzenia biznesu, po raz kolejny na szczeblu ministerialnym powołano grupę roboczą, do której składu zaproszono praktyków CSR z różnych sektorów i dziedzin, którzy wspólnie pracować będą nad projektami promującymi CSR w Polsce. W składzie Grupy swoją reprezentantkę ma także LW Bogdanka., która pracuje nad tematyką „CSR w MŚP" - celem podgrupy jest wsparcie małych i średnich przedsiębiorców w procesie odpowiedzialnego prowadzenia biznesu.

Wyróżnienie dobrych praktyk Bogdanki

Zajęcia ekologiczne na terenie ścieżki przyrodniczej w Nadrybiu, Kodeks Etyki, Zintegrowany System Zarządzania BHP oraz partnerstwo na rzecz promocji krwiodawstwa – to najlepsze praktyki długoletnie z zakresu CSR, które wyróżnione zostały w Raporcie Forum Odpowiedzialnego Biznesu (FOB) **„Odpowiedzialny Biznes w Polsce. Dobre Praktyki 2016".**

Raport zrównoważonego rozwoju LW Bogdanka za 2016 r.

W lipcu 2017 r. LW Bogdanka opublikowała kolejny raport zrównoważonego rozwoju. Raport Zintegrowany za 2016 r. łączy w sobie zarówno wyniki finansowe jak i pozafinansowe. Raport powstał w oparciu o wytyczne GRI (Global Reporting Initiative) G4 z wykorzystaniem The International Integrated Reporting Framework.

Relacje ze społecznością lokalną

Wsparcie lokalnej społeczności

LW Bogdanka angażuje się w lokalne inicjatywy społeczne, których celem jest rozwój sfery kulturalnej, naukowej, oświatowej, zdrowotnej, budowy infrastruktury gminnej oraz zabezpieczenie innych potrzeb lokalnej społeczności. W trosce o zdrowie i bezpieczeństwo otoczenia Spółka wsparła zakup pulsoksymetrów dla Uniwersyteckiego Szpitala Dziecięcego w Lublinie, a także znajdujące się w bliskim położeniu od Bogdanki dwa ośrodki MONAR.

Międzysektorowe Porozumienie dla życia i zdrowia

LW Bogdanka, Fundacja „Solidarni Górnicy" oraz Regionalne Centrum Krwiodawstwa i Krwiolecznictwa w Lublinie uzgodniły w marcu 2017 r. zakres wspólnych działań na 2017 r., w tym organizację mobilnych i stacjonarnych akcji krwiodawstwa, spotkań propagujących wiedzę z tego zakresu wśród Pracowników i kadry zarządzającej oraz akcji promującej honorowe krwiodawstwo wśród lokalnej społeczności. 1 czerwca przeprowadzono cieszącą się wyjątkowym zainteresowaniem akcję poboru krwi na terenie Bogdanki.

Inne inicjatywy

Kopalnia blisko natury

Jako fundator oraz współorganizator (wraz z OTOP) Ścieżki Edukacyjnej Nadrybie, LW Bogdanka kontynuuje rozbudowę jej infrastruktury, a także intensyfikuje działania edukacyjne, prowadzone na jej terenie. W maju br. przyjęto szczegółowy plan dalszych inwestycji na terenie ścieżki, która docelowo poszerzona ma zostać o nowy obszar, a także stać się bardziej atrakcyjna dla lokalnej społeczności za sprawą wyposażenia w wieżę widokową oraz pomost na rozlewisku.

Edukacja w C-Strefie - multimedialna wystawa prezentująca historię Bogdanki i Lubelskiego Zagłębia Węglowego

LW Bogdanka chętnie dzieli się swoją historią, tradycjami oraz osiągnięciami z dziećmi i młodzieżą, poprzez organizację spotkań z Pracownikami, którzy, w specjalnie zaprojektowanych salach multimedialnych, przybliżają im tematykę górnictwa. W 2017 r. zawód górnika oraz tajniki pracy w Kopalni poznało ok. 140 uczniów z woj. lubelskiego.

Załączniki

Rachunek zysków i strat Enea SA – IH 2017

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	1 968 440	2 035 007	66 567	3,4%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	73 611	42 676	-30 935	-42,0%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	752 951	804 870	51 919	6,9%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	63 286	68 387	5 101	8,1%
Sprzedaż usług	1 854	2 123	269	14,5%
Pozostałe przychody	639	1 838	1 199	187,6%
Podatek akcyzowy	125 169	129 388	4 219	3,4%
Przychody ze sprzedaży netto	**2 735 612**	**2 825 513**	**89 901**	**3,3%**
Amortyzacja	1 784	1 422	-362	-20,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	27 134	24 939	-2 195	-8,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	972	1 231	259	26,6%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	1 842 413	1 766 901	-75 512	-4,1%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	753 028	805 305	52 277	6,9%
Inne usługi obce	78 772	87 858	9 086	11,5%
Podatki i opłaty	2 012	2 089	77	3,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**2 706 115**	**2 689 745**	**-16 370**	**-0,6%**
Pozostałe przychody operacyjne	7 639	10 176	2 537	33,2%
Pozostałe koszty operacyjne	15 462	67 442	51 980	336,2%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-8	249	257	-
Zysk operacyjny	**21 666**	**78 751**	**57 085**	**263,5%**
Koszty finansowe	116 051	93 958	-22 093	-19,0%
Przychody finansowe	94 921	138 235	43 314	45,6%
Przychody z tytułu dywidend	548 874	797 727	248 853	45,3%
Zysk przed opodatkowaniem	**549 410**	**920 755**	**371 345**	**67,6%**
Podatek dochodowy	10 668	21 021	10 353	97,0%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	**538 742**	**899 734**	**360 992**	**67,0%**
EBITDA	**23 450**	**80 173**	**56 723**	**241,9%**

IH 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea SA (wzrost o 57 mln zł):

- (+) wzrost marży I pokrycia o 113 mln zł:
  - (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 4,4%
  - (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 49,2%
  - (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 10,2%
  - (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 8,2%
  - (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) niższe koszty świadczeń pracowniczych o 2 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 9 mln zł:
  - (-) wyższe koszty sprzedaży i obsługi klienta o 7 mln zł
  - (-) wyższe koszty usług wspólnych o 4 mln zł
  - (+) niższe koszty usług doradczych o 2 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 49 mln zł:
  - (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 43 mln zł
  - (-) wyższe koszty darowizn 7 mln zł
  - (-) wyższe koszty postępowań sądowych o 2 mln zł
  - (+) niższe odpisane należności o 1 mln zł
  - (+) niższe odpisy aktualizujące należności o 2 mln zł

Rachunek zysków i strat Enea SA – IIQ 2017

[tys. zł]	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym	908 879	955 306	46 427	5,1%
Sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	28 690	17 707	-10 983	-38,3%
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	349 025	384 400	35 375	10,1%
Sprzedaż energii i paliwa gazowego innym podmiotom	26 742	35 945	9 203	34,4%
Sprzedaż usług	918	1 143	225	24,5%
Pozostałe przychody	121	1 819	1 698	1 403,3%
Podatek akcyzowy	56 707	60 908	4 201	7,4%
Przychody ze sprzedaży netto	**1 257 668**	**1 335 412**	**77 744**	**6,2%**
Amortyzacja	860	668	-192	-22,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	12 484	11 992	-492	-3,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	502	709	207	41,2%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	835 393	828 644	-6 749	-0,8%
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	349 104	384 806	35 702	10,2%
Inne usługi obce	41 091	47 299	6 208	15,1%
Podatki i opłaty	464	497	33	7,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**1 239 898**	**1 274 615**	**34 717**	**2,8%**
Pozostałe przychody operacyjne	5 048	7 029	1 981	39,2%
Pozostałe koszty operacyjne	8 249	30 684	22 435	272,0%
Zysk / (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-	183	183	-
Zysk operacyjny	**14 569**	**37 325**	**22 756**	**156,2%**
Koszty finansowe	80 750	48 676	-32 074	-39,7%
Przychody finansowe	46 255	35 602	-10 653	-23,0%
Przychody z tytułu dywidend	548 874	797 727	248 853	45,3%
Zysk przed opodatkowaniem	**528 948**	**821 978**	**293 030**	**55,4%**
Podatek dochodowy	5 356	1 947	-3 409	-63,6%
Zysk netto okresu sprawozdawczego	**523 592**	**820 031**	**296 439**	**56,6%**
EBITDA	**15 429**	**37 993**	**22 564**	**146,2%**

IIQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea SA (wzrost o 23 mln zł):

- (+) wzrost marży I pokrycia o 49 mln zł:
  - (-) spadek średniej ceny sprzedaży o 5,9%
  - (+) niższe koszty obowiązków ekologicznych o 50,1%
  - (+) spadek średniej ceny nabycia energii o 11,0%
  - (+) wzrost wolumenu sprzedaży o 11,7%
  - (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (-) wyższe koszty usług obcych o 6 mln zł:
  - (-) wyższe koszty sprzedaży i obsługi klienta o 3 mln zł
  - (-) wyższe koszty usług wspólnych o 2 mln zł
  - (-) wyższe koszty związane z reklamą i reprezentacją o 2 mln zł
  - (+) niższe koszty usług doradczych o 1 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 20 mln zł:
  - (-) wyższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 18 mln zł
  - (-) wyższe odpisane należności o 1 mln zł
  - (-) wyższe koszty postępowań sądowych o 1 mln zł

Rachunek zysków i strat Enea Operator sp. z o.o. – IH 2017

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	1 432 311	1 555 970	123 659	8,6%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	2 768	2 767	-1	-0,0%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	558	681	123	22,0%
Rozliczenie rynku bilansującego	1 031	859	-172	-16,7%
Opłaty za przyłączenie do sieci	31 298	29 663	-1 635	-5,2%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	3 031	3 208	177	5,9%
Przychody z tytułu usług	25 378	13 897	-11 481	-45,2%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	12 540	8 012	-4 528	-36,1%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	1 232	1 377	145	11,8%
Przychody ze sprzedaży	**1 510 146**	**1 616 434**	**106 288**	**7,0%**
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	238 908	239 586	678	0,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	183 546	204 107	20 561	11,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	15 259	15 299	40	0,3%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	125 917	114 718	-11 199	-8,9%
Koszty usług przesyłowych	395 993	510 271	114 278	28,9%
Inne usługi obce	112 631	123 848	11 217	10,0%
Podatki i opłaty	93 014	102 292	9 278	10,0%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**1 165 268**	**1 310 121**	**144 853**	**12,4%**
Pozostałe przychody operacyjne	19 438	14 225	-5 213	-26,8%
Pozostałe koszty operacyjne	38 908	44 151	5 243	13,5%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-3 460	-2 137	1 323	38,2%
Zysk / (strata) operacyjny	**321 948**	**274 250**	**-47 698**	**-14,8%**
Przychody finansowe	2 409	796	-1 613	-67,0%
Koszty finansowe	18 967	25 589	6 622	34,9%
Zysk / (strata) brutto	**305 390**	**249 457**	**-55 933**	**-18,3%**
Podatek dochodowy	56 955	49 682	-7 273	-12,8%
Zysk / (strata) netto	**248 435**	**199 775**	**-48 660**	**-19,6%**
EBITDA	**560 856**	**513 836**	**-47 020**	**-8,4%**

IH 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea Operator sp. z o.o. (spadek o 47 mln zł):

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 124 mln zł wynikają z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 322 GWh
- (+) niższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 11 mln zł wynikają z niższego wolumenu o 49 GWh oraz niższej średniej ceny zakupu
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 114 mln zł głównie w wyniku wzrostu opłaty przejściowej oraz naliczania opłaty OZE (od II połowy 2016 r.) oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) niższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 2 mln zł wynikają z mniejszego zakresu prac w III grupie przyłączeniowej oraz mniejszej liczby przyłączonych obiektów OZE
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 5 mln zł wynikające z niższego wolumenu energii oddanej do sąsiednich OSD
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 21 mln zł wynikają głównie ze zmiany rezerw aktuarialnych
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług o 11 mln zł wynikają głównie z realizacji mniejszej ilości umów dot. przebudowy istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej na zlecenie podmiotu zewnętrznego
- (-) wyższe koszty pozostałych usług obcych o 11 mln zł głównie w zakresie kosztów eksploatacji i napraw majątku trwałego
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 9 mln zł (efekt zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego)
- (-) niższe pozostałe przychody operacyjne o 5 mln zł wynikają głównie z tytułu realizacji mniejszego zakresu umów o usunięcie kolizji i przeniesienie urządzeń energetycznych na majątek
- (-) wyższe pozostałe koszty operacyjne o 5 mln zł wynikają głównie ze wzrostu odpisów aktualizujących należności

Rachunek zysków i strat Enea Operator sp. z o.o. – IIQ 2017

[tys. zł]	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	705 584	761 397	55 813	7,9%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 863	1 613	-250	-13,4%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-20 613	-12 624	7 989	38,8%
Rozliczenie rynku bilansującego	392	527	135	34,4%
Opłaty za przyłączenie do sieci	15 598	16 176	578	3,7%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 483	1 497	14	0,9%
Przychody z tytułu usług	18 144	6 919	-11 225	-61,9%
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	5 788	4 046	-1 742	-30,1%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	931	707	-224	-24,0%
Przychody ze sprzedaży	**729 170**	**780 258**	**51 088**	**7,0%**
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	108 288	121 381	13 093	12,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	83 095	102 222	19 127	23,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	7 634	6 875	-759	-9,9%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	57 130	54 061	-3 069	-5,4%
Koszty usług przesyłowych	194 631	251 780	57 149	29,4%
Inne usługi obce	63 991	64 481	490	0,8%
Podatki i opłaty	40 307	43 887	3 580	8,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**555 076**	**644 687**	**89 611**	**16,1%**
Pozostałe przychody operacyjne	-584	6 841	7 425	-
Pozostałe koszty operacyjne	19 005	12 285	-6 720	-35,4%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-2 948	-1 178	1 770	60,0%
Zysk / (strata) operacyjny	**151 557**	**128 949**	**-22 608**	**-14,9%**
Przychody finansowe	2 087	90	-1 997	-95,7%
Koszty finansowe	9 226	12 873	3 647	39,5%
Zysk / (strata) brutto	**144 418**	**116 166**	**-28 252**	**-19,6%**
Podatek dochodowy	27 817	22 426	-5 391	-19,4%
Zysk / (strata) netto	**116 601**	**93 740**	**-22 861**	**-19,6%**
EBITDA	**259 845**	**250 330**	**-9 515**	**-3,7%**

IIQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea Operator sp. z o.o. (spadek o 10 mln zł):

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 64 mln zł wynikają z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 75 GWh
- (+) niższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej o 3 mln zł wynikają z niższego wolumenu o 5 GWh oraz niższej średniej ceny zakupu
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych o 57 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów przeniesionych - wzrost opłaty przejściowej i wprowadzona od 1 lipca 2016 r. opłata OZE oraz wzrostu stawki opłaty przesyłowej stałej w taryfie PSE
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 19 mln zł wynikają głównie ze zmiany rezerw aktuarialnych
- (-) niższe przychody z tyt. sprzedaży usług o 11 mln zł wynikają głównie z mniejszego zakresu realizowanych umów dot. przebudowy istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej na zlecenie podmiotu zewnętrznego
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 4 mln zł (efekt zrealizowanych inwestycji w zakresie majątku sieciowego)
- (-) niższe przychody z tytułu sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 2 mln zł wynikające z niższego wolumenu energii oddanej do sąsiednich OSD
- (+) wyższe pozostałe przychody operacyjne o 7 mln zł wynikają głównie z realizacji większego zakresu umów dot. usunięcia kolizji i przeniesienie urządzeń energetycznych na majątek
- (+) niższe pozostałe koszty operacyjne o 7 mln zł wynikają głównie z niższych odpisów aktualizujących należności

Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie sp. z o.o. – IH 2017

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 470 106	1 317 599	-152 507	-10,4%
koncesja na wytwarzanie	1 283 729	1 230 869	-52 860	-4,1%
koncesja na obrót	186 377	86 730	-99 647	-53,5%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	22 597	13 341	-9 256	-41,0%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO_2	12 562	10 463	-2 099	-16,7%
Przychody ze sprzedaży ciepła	93 563	91 321	-2 242	-2,4%
Przychody z tytułu usług	6 193	6 025	-168	-2,7%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	5 221	6 044	823	15,8%
Podatek akcyzowy	103	107	4	3,9%
Przychody ze sprzedaży netto	**1 610 139**	**1 444 686**	**-165 453**	**-10,3%**
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	108 472	116 950	8 478	7,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	131 987	121 967	-10 020	-7,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	852 589	780 888	-71 701	-8,4%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	226 882	125 789	-101 093	-44,6%
Usługi przesyłowe	1 191	1 104	-87	-7,3%
Inne usługi obce	63 530	66 188	2 658	4,2%
Podatki i opłaty	41 373	44 205	2 832	6,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**1 426 024**	**1 257 091**	**-168 933**	**-11,8%**
Pozostałe przychody operacyjne	8 194	8 313	119	1,5%
Pozostałe koszty operacyjne	3 813	4 489	676	17,7%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	485	630	145	29,9%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%
Zysk / (strata) operacyjny	**146 981**	**192 049**	**45 068**	**30,7%**
Przychody finansowe	1 826	136	-1 690	-92,6%
Koszty finansowe	10 214	8 223	-1 991	-19,5%
Przychody z tytułu dywidend	2 740	1 013	-1 727	-63,0%
Zysk / (strata) brutto	**141 333**	**184 975**	**43 642**	**30,9%**
Podatek dochodowy	28 939	36 003	7 064	24,4%
Zysk / (strata) netto	**112 394**	**148 972**	**36 578**	**32,5%**
EBITDA	**297 453**	**308 999**	**11 546**	**3,9%**

IH 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie sp. z o.o. (wzrost o 11,6 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe – wzrost EBITDA o 2,1 mln zł

- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 15,2 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 10,1 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 4,7 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 27,6 mln zł

Segment Ciepło – wzrost EBITDA o 11,3 mln zł

- (+) niższe koszty zużycia biomasy o 31,9 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 1,8 mln zł
- (-) wyższe koszty uprawnień do emisji CO_2 o 1,2 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 2,2 mln zł
- (-) wyższe koszty zużycia węgla o 2,6 mln zł
- (-) spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,6 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 12,0 mln zł

Segment OZE – spadek EBITDA o 1,8 mln zł

- (-) Obszar Wiatr (-5,5 mln zł): spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,2 mln zł, wzrost kosztów stałych o 3,4 mln zł (podatek od nieruchomości), wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 2,4 mln zł
- (+) Obszar Woda (+1,6 mln zł): wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3,2 mln zł, zysk ze sprzedaży środków trwałych 0,6 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 2,1 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+2,1 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,6 mln zł, spadek kosztów zmiennych o 0,2 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,2 mln zł

Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie sp. z o.o. – IIQ 2017

[tys. zł]	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	736 295	646 315	-89 980	-12,2%
koncesja na wytwarzanie	*658 972*	*597 619*	*-61 353*	*-9,3%*
koncesja na obrót	*77 323*	*48 696*	*-28 627*	*-37,0%*
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	2 731	7 121	4 390	160,7%
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO_2	10 941	4 652	-6 289	-57,5%
Przychody ze sprzedaży ciepła	28 782	30 468	1 686	5,9%
Przychody z tytułu usług	3 125	3 065	-60	-1,9%
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	3 425	3 847	422	12,3%
Podatek akcyzowy	49	52	3	6,1%
Przychody ze sprzedaży netto	**785 250**	**695 416**	**-89 834**	**-11,4%**
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	54 111	58 125	4 014	7,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	68 459	60 742	-7 717	-11,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	435 623	373 751	-61 872	-14,2%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	110 255	72 259	-37 996	-34,5%
Usługi przesyłowe	549	478	-71	-12,9%
Inne usługi obce	32 092	33 765	1 673	5,2%
Podatki i opłaty	20 076	20 901	825	4,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**721 165**	**620 021**	**-101 144**	**-14,0%**
Pozostałe przychody operacyjne	4 495	5 977	1 482	33,0%
Pozostałe koszty operacyjne	2 864	3 314	450	15,7%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-7	236	243	-
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	42 000	-	-42 000	-100,0%
Zysk / (strata) operacyjny	**23 709**	**78 294**	**54 585**	**230,2%**
Przychody finansowe	1 812	70	-1 742	-96,1%
Koszty finansowe	4 280	4 054	-226	-5,3%
Przychody z tytułu dywidend	2 740	1 013	-1 727	-63,0%
Zysk / (strata) brutto	**23 981**	**75 323**	**51 342**	**214,1%**
Podatek dochodowy	5 070	14 268	9 198	181,4%
Zysk / (strata) netto	**18 911**	**61 055**	**42 144**	**222,9%**
EBITDA	**119 820**	**136 419**	**16 599**	**13,9%**

IIQ 2017:

Czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie sp. z o.o. (wzrost o 16,6 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe – spadek EBITDA o 2,6 mln zł

- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 13,9 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 3,9 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 6,2 mln zł
- (+) wyższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 7,7 mln zł

Segment Ciepło – wzrost EBITDA o 18,2 mln zł

- (+) niższe koszty zużycia biomasy o 18,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 4,5 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 1,8 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 1,6 mln zł
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 1,3 mln zł
- (+) niższe koszty uprawnień do emisji CO_2 o 0,6 mln zł
- (-) wyższe koszty zużycia węgla o 7,2 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3,5 mln zł

Segment OZE – wzrost EBITDA o 1,0 mln zł

- (-) Obszar Wiatr (-0,6 mln zł): wzrost kosztów stałych o 1,4 mln zł (podatek od nieruchomości), spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,7 mln zł, wzrost pozostałych kosztów zmiennych o 0,2 mln zł, wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1,8 mln zł
- (+) Obszar Woda (+0,3 mln zł): wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1,2 mln zł, spadek kosztów stałych o 0,3 mln zł, spadek przychodów ze świadectw pochodzenia o 0,5 mln zł
- (+) Obszar Biogaz (+1,3 mln zł): wzrost przychodów ze świadectw pochodzenia o 1,2 mln zł

Rachunek zysków i strat GK Enea Elektrownia Połaniec – 14.03-30.06.2017

[tys. zł]	14.03-30.06.2017
Przychody ze sprzedaży	613 342
Podatek akcyzowy	26
Przychody ze sprzedaży netto	**613 316**
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	12 676
Koszty świadczeń pracowniczych	21 254
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	364 019
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	86 007
Usługi przesyłowe	869
Inne usługi obce	56 530
Podatki i opłaty	11 636
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**552 991**
Pozostałe przychody operacyjne	2 746
Pozostałe koszty operacyjne	353
Zysk / (strata) operacyjny	**62 718**
Przychody finansowe	3 683
Koszty finansowe	544
Zysk / (strata) brutto	**65 857**
Podatek dochodowy	10 161
Zysk / (strata) netto	**55 696**
EBITDA	**75 394**

14.03-30.06.2017:

EBITDA GK Enea Elektrownia Połaniec:

- sprzedaż 3.407,5 GWh energii elektrycznej - przychód 574.063 tys. zł
- przychód ze sprzedaży ciepła 16.346 tys. zł przy wolumenie sprzedaży 685,2 GJ
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia (+20.798 tys. zł) – sprzedaż skorygowana o przychód z rozpoznania, koszt własny sprzedaży oraz aktualizację wartości zapasu zielonych certyfikatów na dzień bilansowy
- pozostałe przychody (+2.110 tys. zł) - przychody z najmu oraz zagospodarowania ubocznych produktów spalania

Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – IH 2017

[tys. zł]	IH 2016	IH 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	**848 662**	**902 117**	**53 455**	**6,3%**
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	182 534	174 060	-8 474	-4,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	261 142	266 906	5 764	2,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	147 433	145 405	-2 028	-1,4%
Inne usługi obce	140 418	138 645	-1 773	-1,3%
Podatki i opłaty	21 854	24 161	2 307	10,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**753 381**	**749 177**	**-4 204**	**-0,6%**
Pozostałe przychody operacyjne	13 114	1 923	-11 191	-85,3%
Pozostałe koszty operacyjne	2 783	1 066	-1 717	-61,7%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-8 472	-6 623	1 849	21,8%
Zysk / (strata) operacyjny	**97 140**	**147 174**	**50 034**	**51,5%**
Przychody finansowe	10 801	4 580	-6 221	-57,6%
Koszty finansowe	16 599	12 761	-3 838	-23,1%
Zysk / (strata) brutto	**91 342**	**138 993**	**47 651**	**52,2%**
Podatek dochodowy	16 860	27 112	10 252	60,8%
Zysk / (strata) netto	**74 482**	**111 881**	**37 399**	**50,2%**
EBITDA	**279 674**	**321 234**	**41 560**	**14,9%**

IH 2017:

Czynniki osiągniętej EBITDA GK LW Bogdanka:

(+) wzrost produkcji netto o 273 tys. t oraz sprzedaży węgla handlowego o 283 tys. t

(+) wzrost przychodów realizowany głównie za sprawą większej sprzedaży węgla zarówno w ramach Grupy Kapitałowej Enea, jak i na eksport

(+) spadek kosztów - spadek jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - poprawa efektywności kosztowej przy rosnącym wolumenie sprzedanego węgla

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- niższe pozostałe przychody operacyjne - 2016 r. - rozwiązano rezerwę na odszkodowania dla firmy Budimex w związku z korzystnym wyrokiem Sądu Apelacyjnego
- strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych - głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk
- niższe przychody finansowe - 2016 r. - rozwiązano rezerwę na odsetki od roszczeń firmy Budimex - 6.465 tys. zł

Rachunek zysków i strat GK LW Bogdanka – IIQ 2017

[tys. zł]	IIQ 2016	IIQ 2017	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	**428 093**	**436 880**	**8 787**	**2,1%**
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	94 712	85 384	-9 328	-9,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	135 852	134 146	-1 706	-1,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	76 045	76 706	661	0,9%
Inne usługi obce	77 995	69 338	-8 657	-11,1%
Podatki i opłaty	10 199	10 479	280	2,7%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**394 803**	**376 053**	**-18 750**	**-4,7%**
Pozostałe przychody operacyjne	11 795	1 252	-10 543	-89,4%
Pozostałe koszty operacyjne	1 462	492	-970	-66,3%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-7 809	-4 006	3 803	48,7%
Zysk / (strata) operacyjny	**35 814**	**57 581**	**21 767**	**60,8%**
Przychody finansowe	8 905	1 798	-7 107	-79,8%
Koszty finansowe	9 598	5 098	-4 500	-46,9%
Zysk / (strata) brutto	**35 121**	**54 281**	**19 160**	**54,6%**
Podatek dochodowy	1 632	10 458	8 826	540,8%
Zysk / (strata) netto	**33 489**	**43 823**	**10 334**	**30,9%**
EBITDA	**130 526**	**142 965**	**12 439**	**9,5%**

IIQ 2017:

Czynniki osiągniętej EBITDA GK LW Bogdanka:

(+) wzrost produkcji netto o 186 tys. t oraz sprzedaży węgla handlowego o 78 tys. t

(+) wzrost przychodów realizowany głównie za sprawą większej sprzedaży węgla w ramach Grupy Kapitałowej Enea

(+) spadek kosztów - spadek jednostkowego kosztu sprzedanych produktów, towarów i materiałów bez amortyzacji - poprawa efektywności kosztowej przy rosnącym wolumenie sprzedanego węgla

Istotne zdarzenia jednorazowe:

- niższe pozostałe przychody operacyjne - 2016 r. - rozwiązano rezerwę na odszkodowania dla firmy Budimex w związku z korzystnym wyrokiem Sądu Apelacyjnego
- strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych - głównie wartość netto zlikwidowanych wyrobisk
- niższe przychody finansowe - 2016 r. - rozwiązano rezerwę na odsetki od roszczeń firmy Budimex - 6.465 tys. zł
- niższe koszty finansowe - niższe koszty odsetek od obligacji w wyniku wykupu obligacji

Wskaźniki finansowe

Poniżej zamieszczono słownik pojęć i wykaz skrótów używanych w treści niniejszego raportu.

Wskaźnik		Wyszczególnienie
EBITDA	=	Zysk (strata) operacyjny + amortyzacja
Rentowność kapitału własnego (ROE)	=	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Kapitał własny
Rentowność aktywów (ROA)	=	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Aktywa całkowite
Rentowność netto	=	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Przychody ze sprzedaży netto
Rentowność operacyjna	=	Zysk (strata) operacyjny / Przychody ze sprzedaży netto
Rentowność EBITDA	=	EBITDA / Przychody ze sprzedaży netto
Wskaźnik bieżącej płynności	=	Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	=	Kapitał własny / Aktywa trwałe
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	=	Zobowiązania ogółem / Aktywa całkowite
Dług netto / EBITDA	=	Zobowiązania oprocentowane - środki pieniężne / EBITDA
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	=	Średni stan należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe x liczba dni / Przychody ze sprzedaży netto
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	=	Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
Cykl rotacji zapasów w dniach	=	Średni stan zapasów x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	=	Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów; Zakup energii na potrzeby sprzedaży; Usługi przesyłowe; inne usługi obce; podatki i opłaty; podatek akcyzowy

Pojęcia i skróty branżowe

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
ACER	Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki – unijna agencja utworzona na mocy 3 pakietu energetycznego. Celem Agencji jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych. Pełna lista zadań znajduje się w Rozporządzeniu 713/2009
AMI	Zaawansowane systemy pomiarowe mierzące, zbierające i analizujące zużycie energii oraz umożliwiające dwukierunkową komunikację pomiędzy klientem finalnym i systemem centralnym. AMI obejmuje zarówno inteligentne liczniki, jak i inteligentne sieci elektroenergetyczne
Backloading	Zawieszenie części aukcji uprawnień do emisji CO_2 przez UE w celu zwiększenia ceny uprawnień
BAT	Best Available Techniques – najlepsze dostępne techniki, dokument formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazujący poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami.
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne
Carbon leakage	Ucieczka dwutlenku węgla - przenoszenie emisji dwutlenku węgla z jednego kraju do drugiego
Cena euroszczytu (PEAK)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w euroszczycie (tj. w godzinach od 7:00 do 22:00 w dni robocze)
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
CER	Certified Emission Reduction - jednostka poświadczonej redukcji emisji
CO_2	Dwutlenek węgla
DAP	Delivered at Place – sytuacja, w której sprzedający towar odpowiada za dostarczenie towaru do określonego miejsca, natomiast za rozładunek odpowiada kupujący.
EFX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze Świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
EUA	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

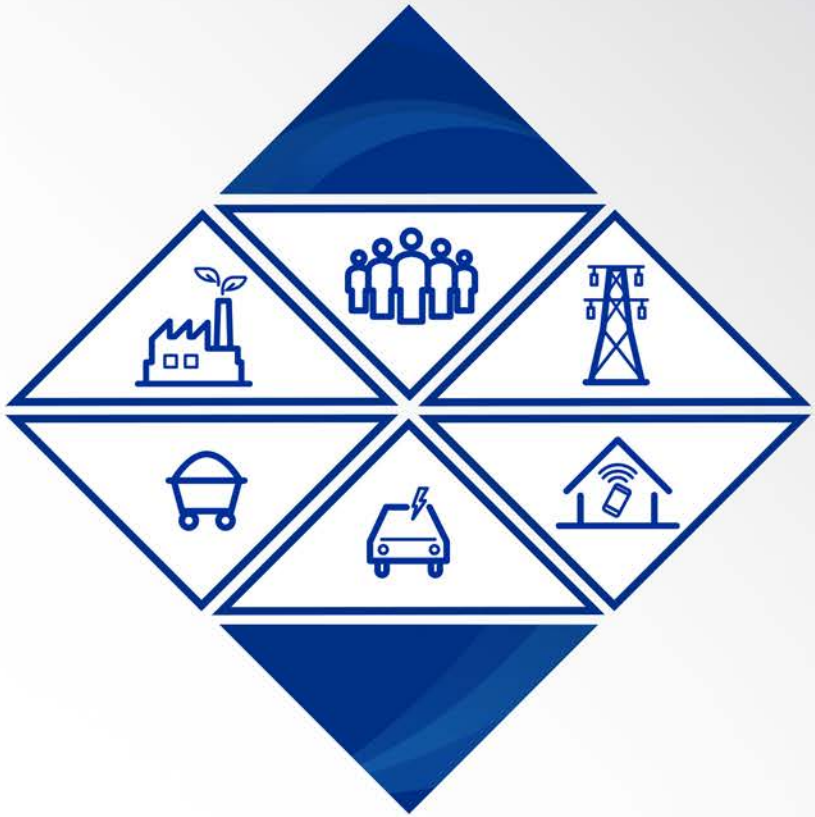
Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
Europejski System Handlu Emisjami EU ETS	Europejski system wspierający redukcję emisji gazów cieplarnianych
GPZ	Główny Punkt Zasilający – stacja transformatorowa, odpowiadająca za zamianę wysokiego lub średniego napięcia na napięcie niskie dla odbiorców końcowych na określonym obszarze
Grupa taryfowa A	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia
Grupa taryfowa B	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci średniego napięcia
Grupa taryfowa C	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci niskiego napięcia, z wyłączeniem odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych
Grupa taryfowa G	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom zużywającym energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci niezależnie od poziomu napięcia
ICE	Platforma obrotu umożliwiające handel uprawnieniami do emisji CO_2 (EUA) oraz jednostkami poświadczonej redukcji emisji (CER) na rynku futures
IGCC	Integrated gasification combined cycle – technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa. Pozwala na budowę elektrowni o znacznie większej sprawności w porównaniu do konwencjonalnych elektrowni węglowych
Instalacja IOS	Instalacja odsiarczania spalin
Instalacja SCR	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin
KECX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
KGMX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW

Pojęcia i skróty branżowe

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
KMETX	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni
MW_e	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
MW_t	Megawat mocy cieplnej
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NO_x	Tlenki azotu
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
OZEX_A	Indeks dla transakcji sesyjnych, których przedmiotem są kontrakty na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii, której okres produkcji (wskazany w świadectwie pochodzenia) rozpoczął się od 1 marca 2009 r. włącznie
PM „białe”	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia wynikających ze świadectw efektywności energetycznej tzw. „białe” certyfikaty
PM „błękitne”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej z biogazu rolniczego
PM „czerwone”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych
PM „fioletowe”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
PM „zielone”	Tożsame z PMOZE

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
PM „żółte”	Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji gazowej lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW
PMOZE	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
Rozporządzenie REMIT	Rozporządzenie o integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, określa ramy monitorowania hurtowych rynków energii, w celu wykrywania i zapobiegania nieuczciwym praktykom na poziomie UE
Rynek bilansujący	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).
Rynek SPOT	Rynek kasowy (bieżący)
Rynek terminowy	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
SO_2	Dwutlenek siarki
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO_2
TGE	Towarowa Giełda Energii
TPA	Third Party Access – zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznej, która umożliwia zakup energii elektrycznej i usług jej dystrybucji na podstawie dwóch osobnych umów
Ustawa Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
WACC	Weighted average cost of capital – średnioważony koszt kapitału, zwrot z kapitału zainwestowanego w działalność dystrybucyjną
WIBOR	Warsaw Interbank Offered Rate - wysokość oprocentowania kredytów na polskim rynku międzybankowym

INDEKS ZAGADNIEŃ

1. Podsumowanie operacyjne	**2-11**
Grupa Enea w liczbach	3
Podsumowanie operacyjne	4
Skonsolidowane wybrane dane finansowe	5
Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki	6
Komentarz Zarządu	7-8
Najważniejsze wydarzenia w IH 2017	9-11
2. Organizacja i działalność Grupy Enea	**12-48**
Struktura Grupy	13
Zmiany w strukturze Grupy	14-16
Restrukturyzacja majątkowa	14
Dezinwestycje kapitałowe	14
Zmiany w organizacji Grupy	14
Inwestycje kapitałowe	14-16
Obszary	17-23
Wydobycie	18
Wytwarzanie	19-20
Dystrybucja	21
Obrót	22-23
Strategia korporacyjna	24-27
Perspektywy rozwoju w 2017 r.	28
Realizowane działania i inwestycje	29-32
Nakłady inwestycyjne w IH 2017	29
Inwestycje zrealizowane w IH 2017	29
Inwestycje planowane do końca 2017 r.	30
Status prac przy kluczowych projektach inwestycyjnych	31
Działania zrealizowane w IH 2017	32
Działania do zrealizowania do końca 2017 r.	32
Zawarte umowy	33-34
Źródła finansowania programu inwestycyjnego	33
Emisja papierów wartościowych Enea SA w 2017 r.	34
Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje	34
Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej	34
Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej Enea	34
Transakcje z podmiotami powiązanymi	34
Dystrybucja środków pieniężnych - program emisji obligacji spółek zależnych	34
Otoczenie rynkowe i regulacyjne	35-45
3. Sytuacja finansowa	**49-64**
Wyniki finansowe GK Enea w IH 2017 i w IIQ 2017	50-64
Skonsolidowany rachunek zysków i strat	50-51
Wyniki w poszczególnych obszarach działalności	52-60
Sytuacja majątkowa	61-62
Sytuacja pieniężna	63
Analiza wskaźnikowa	64
Wyniki finansowe – dodatkowe informacje	64
4. Akcje i akcjonariat	**65-66**
Struktura akcjonariatu i kapitału zakładowego	66
Notowania akcji Enea SA na GPW	66
5. Władze	**67-70**
Zarząd Enea SA	68
Rada Nadzorcza Enea SA	69-70
Wykaz akcji i uprawień do akcji Enea w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	70
6. Inne informacje	**71-78**
Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki	72-74
Społeczna odpowiedzialność biznesu	75-78
Załączniki	**79-88**
Wyniki finansowe Enea SA	80-81
Wyniki finansowe Enea Operator	82-83
Wyniki finansowe Enea Wytwarzanie	84-85
Wyniki finansowe GK Enea Elektrownia Połaniec	86
Wyniki finansowe GK LW Bogdanka	87-88
Słowniczek pojęć	**89-91**

Enea SA
ul. Górecka 1
60-201 Poznań
gielda@enea.pl